TRANSITÓRIOS ELÉTRICOS e COORDENAÇÃO de ISOLAMENTO

aplicação em sistemas de potência de alta tensão

ARY D'AJUZ
CLÁUDIO dos S. FONSECA
F.M. SALGADO CARVALHO
JORGE AMON FILHO
L.E. NORA DIAS
MARCO POLO PEREIRA
PAULO CESAR V. ESMERALDO
ROBERTO VAISMAN
SÉRGIO de O. FRONTIN

Copyright © 1987 de FURNAS - Centrais Elétricas S.A.

Universidade Federal Fluminense
Editora Universitária

EDUFF

Reitor
Hildiberto Ramos Cavalcanti de Albuquerque Júnior

Vice-Reitor
Aloísio Carlos Tortelly Costa

Diretora da EDUFF
Ceres Marques de Moraes

FURNAS 1957 - 1987

FURNAS, Centrais Elétricas S.A.

Presidente
João Camilo Penna

Diretor de Planejamento, Engenharia e Construção
Paulo Fernando Veiga do Amaral

Foi feito o depósito legal
ISBN 85 — 228-0069-3

621.3.015.38 D'Ajuz, Ary
Transitórios elétricos e coordenação de isolamento — aplicação em sistemas de potência de alta tensão. Rio de Janeiro. FURNAS; Niterói, UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE/EDUFF; 1987.

435p.
1. Sobretensão. 2. Coordenação de Isolamento. I. Fonseca, Cláudio dos Santos. II. Carvalho, Francisco M. Salgado. III. Amon Filho, Jorge. IV. Dias, Luiz Eduardo Nora. V. Pereira, Marco Polo. VI. Esmeraldo, Paulo Cesar Vaz. VII. Vaisman, Roberto. VIII. Frontin, Sergio de Oliveira. IX. Título.

Editoração e Programação Visual Carolina Saboia de Andrade Reis

Equipe de Produção Afranio de Souza F.º
Denise Alvarez
Gilda Joppert
Joilvo Ludolf Peixoto
Maria José Alvarez

Impresso no Brasil

TRANSITÓRIOS ELÉTRICOS e COORDENAÇÃO de ISOLAMENTO

aplicação em sistemas de potência de alta-tensão

ARY D'AJUZ
CLÁUDIO dos S. FONSECA
F. M. SALGADO CARVALHO
JORGE AMON FILHO
L. E. NORA DIAS
MARCO POLO PEREIRA
PAULO CESAR V. ESMERALDO
ROBERTO VAISMAN
SÉRGIO de O. FRONTIN

Introdução

FURNAS - Centrais Elétricas S.A. comemora em 1987 trinta anos de existência e de fecundo trabalho. A publicação deste livro enseja alguma reflexão sobre a caminhada realizada, nesse período, pela Empresa e pelo País.

Concebida como parte de um projeto que visava dotar o País de uma base desenvolvimentista industrial forte e moderna, a Empresa cumpriu seu papel de dar suporte energético ao rápido crescimento da região Centro-Sul do País. Partindo da Usina pioneira de FURNAS, que se limitava a 960 MW, ampliou seu parque de geração construindo e operando atualmente onze usinas, totalizando 8.120 MW, tratava-se então, de implantar no Brasil uma estrutura produtiva compatível com a segunda revolução industrial, caracterizada pelo uso intensivo da energia elétrica e do petróleo. Agora, ainda incompleto o trabalho iniciado, trata-se de acompanhar os passos das nações mais desenvolvidas no sentido da informatização intensiva do processo produtivo, que caracteriza a terceira revolução industrial, de modo a não deixar que se alargue a distância entre aquelas nações e nosso País.

Os progressos realizados pelas indústrias eletrônica e eletromecânica e pela engenharia brasileira nestes trinta anos foram imensos. Os engenheiros brasileiros, que necessitaram do apoio de profissionais estrangeiros para desenvolvimento dos primeiros projetos em extra-alta tensão e em corrente contínua, estão agora capacitados a realizar os mais sofisticados estudos, e já oferecem seus serviços ao exterior como consultores nesses assuntos.

Sérios problemas herdados do passado continuam, porém, a desafiar os brasileiros, e muitas alternativas têm sido propostas para sua superação. Não cabe aqui discuti-las, mas lembrar que quaisquer soluções eventualmente encaminhadas só poderão viabilizar-se por meio de novos avanços no domínio da tecnologia e da otimização do consumo de energia — em particular da energia elétrica.

O conteúdo deste livro exemplifica bem o avanço verificado na Empresa e no País, no domínio da tecnologia da transmissão de energia elétrica. Seus autores, engenheiros de FURNAS, responderam vitoriosamente aos desafios colocados pelas exigências de um crescimento acelerado, merecendo referência sua participação no planejamento e implantação dos sistemas de transmissão em 750 kV CA e ± 600 kV CC, da energia gerada na Usina de Itaipu.

A publicação deste livro simboliza o compromisso da Empresa de contribuir, para a consolidação e o aprofundamento dos conhecimentos dos engenheiros, técnicos e estudantes brasileiros chamados a continuar a construção da infra-estrutura energética de que esta sociedade necessita para superar os obstáculos encontrados em seu caminho para o pleno desenvolvimento.

Benjamin Mario Baptista
Ex-diretor de Planejamento, Engenharia e Construção

Ao definir as diretrizes para uma gestão Universitária no período 1986-1990, a Universidade Federal Fluminense destacou, entre outras, a prioridade de divulgar a produção acadêmica e científica da comunidade, fortalecendo o mecanismo de coedição de obras com a iniciativa privada e o intercâmbio com outras editoras universitárias.

Busca ao imprimir essa e outras diretrizes alcançar as finalidades básicas da Universidade de: promover o pensamento crítico, preservar a cultura e a identidade nacional, expandir as fronteiras do conhecimento científico e técnico, tornar transparente a sua missão perante a sociedade.

Estas são finalidades de uma Universidade inserida no momento atual da sociedade moderna que abre um espaço privilegiado para a pesquisa e transforma-se em importante instrumento do progresso tecnológico.

No momento, não poderia ser de outra forma a ação da Universidade, uma vez que as mudanças da sociedade brasileira, as condições geradas pela industrialização exercem uma forte pressão sobre ela, obrigando-a a uma tomada de consciência crítica de si mesma, a reformular seus objetivos, a repensar seus métodos, a dinamizar suas estruturas para ajustar-se ao processo social em curso.

Em conseqüência, para que a Universidade possa exercer plenamente sua influência sobre as esferas da vida cultural e sobre as estruturas da sociedade, tem que buscar a coparticipação e a integração com os organismos dessa sociedade.

Desta forma, reveste-se de significativa importância o intercâmbio da Universidade Federal Fluminense com FURNAS-Centrais Elétricas S.A., concretizado pela coedição de mais um livro: "Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento. Aplicação em Sistemas de Alta Tensão".

Acreditamos que a Universidade Federal Fluminense e FURNAS-Centrais Elétricas S.A., muito, ainda, podem realizar, em estreita cooperação para o desenvolvimento da ciência e da Tecnologia do país.

Ao Presidente de FURNAS-Centrais Elétricas S.A. e sua diretoria a nossa saudação por mais este empreendimento em benefício do ensino de nosso país.

Hildiberto Ramos Cavalcanti de Albuquerque Junior
Reitor

Prefácio

Certamente, um dos fatos mais importantes na história da engenharia de sistemas em FURNAS foi a instalação, em 1967, no antigo escritório da empresa na Rua São José 90 (Rio de Janeiro), de um analisador de redes. Com este computador analógico, onde era possível representar, em escala reduzida, o sistema de potência, foram realizados diversos estudos de fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade.

Logo após, em meados de 1969, passou-se a utilizar computadores digitais para a realização destas tarefas. A flexibilidade para execução de casos e a rapidez na obtenção de resultados, em comparação com o analisador, permitiram uma rápida especialização daqueles engenheiros que vinham trabalhando em análise de sistemas de potência.

Por outro lado, a capacitação de engenheiros na área de transitórios eletromagnéticos era feita lentamente, devido à falta de ferramentas analíticas adequadas.

A experiência de FURNAS, nesta área, praticamente se iniciou em 1973, com a participação de engenheiros nos estudos de sobretensões para o sistema de 345 kV de FURNAS, realizados em Milão, no analisador de transitórios do CESI.

A aquisição tecnológica evoluiu mais intensamente a partir de 1974, quando, sob a coordenação de FURNAS, foram iniciados os estudos de detalhamento do sistema de transmissão de Itaipu, com a participação ativa da maioria dos autores deste livro.

Podem-se destacar, com referência a sobretensões e coordenação de isolamento, os seguintes trabalhos:

Estudos de sobretensões do sistema de 750 kV, realizados nos analisadores (TNA) do CESI, em Milão-Itália, em 1975, e do IREQ, em Montreal-Canadá, em 1979.

Estudos de sobretensões para as estações conversoras de São Roque e Foz do Iguaçu, realizados no TNA do CESI, em 1980.

Estudos de coordenação de isolamento para as linhas e subestações de 750 kV (CA) e ± 600 kV (CC) de Itaipu.

A experiência adquirida na execução desses trabalhos foi consolidada e sedimentada, principalmente, com o desenvolvimento e a utilização, no Brasil, de ferramentas digitais e analógicas adequadas para solução de problemas na área de transitórios.

Com isso, pode-se dispor, atualmente, de uma vasta bateria de programas digitais para subsidiar a coordenação de isolamento de subestações e linhas, a partir do cálculo de índices de risco de falha e desempenho esperado.

Deve-se destacar, também, a plena e completa utilização do programa EMTP (Electromagnetic Transients Program), desenvolvido pela empresa americana BPA (Bonneville Power Administration). Embora algumas tentativas tenham sido realizadas anteriormente, pode-se citar o ano de 1976 como marco inicial do uso deste programa. Neste ano, FURNAS recebeu uma versão otimizada e um manual do usuário mais detalhado, o que permitiu uma evolução bastante eficaz. O domínio deste programa por parte dos engenheiros de FURNAS foi reconhecido pela BPA, que credenciou a empresa como coordenadora do programa para a América Latina.

Em termos de ferramenta analógica, a instalação de um analisador de transitórios (TNA) no CEPEL, em 1980, também se constituiu como um fato notável no desenvolvimento da tecnologia de análise de transitórios.

Certamente, este é um livro que será inscrito no contexto bibliográfico nacional de forma marcante, e se constituirá num elo de ligação muito forte com a própria história de FURNAS, considerando que o seu lançamento em 1987 coincide com a comemoração de trinta anos de fundação desta empresa.

A experiência adquirida e o conhecimento absorvido ao longo destes anos, estão colocados, a partir da edição deste livro, à disposição dos especialistas do setor, para consultas, e das empresas e universidades, para a formação e treinamento de técnicos.

Finalmente é necessário mencionar que os engenheiros Irapoan Garrido Nunes, Fabio Machado Resende, Oscar Kastrup Filho, Sérgio de Azevedo Morais e Carlos Pederneiras Raja Gabaglia, forneceram valiosos subsídios e sugestões para a elaboração deste livro.

Neste período da história da engenharia de sistemas, é necessário homenagear alguns colegas que com, trabalho dedicação e pioneirismo contribuiram para o desenvolvimento da tecnologia de análise de transitórios em FURNAS, são eles: Renato R.P. de Carvalho, Olavo Cabral Ramos Filho, Carlos Augusto O. Peixoto, Luiz Mauricio Leuzinger e José Galib Tannuri.

Sergio de Oliveira Frontin

Chefe de Divisão de Estudos de Equipamentos

Apresentação

Os transitórios elétricos, resultantes de uma grande variedade de causas, são de importância fundamental na elaboração de especificações dos equipamentos e no dimensionamento do isolamento das linhas de transmissão e subestações.

Este livro procura abordar não só os aspectos fundamentais como os mais importantes estudos de engenharia de sistemas no sentido de se determinar as solicitações impostas aos componentes elétricos. Os parâmetros e as respectivas ordens de grandezas que influenciam sobremaneira a especificação ou o dimensionamento dos vários equipamentos são também indicados.

São apresentadas e discutidas várias metodologias de análise e cálculo, ressaltando-se os pontos mais relevantes, na definição do isolamento das linhas de transmissão e subestações.

Este livro pode ser basicamente dividido em quatro partes:

Nos capítulos de 1 a 7, são abordados os princípios básicos relativos à propagação de ondas, as principais sobretensões impostas a rede, as suas causas, os meios de determiná-las e os métodos de reduzi-las. Também é discutida a representação dos modelos dos componentes do sistema elétrico.

Os capítulos de 8 a 11 dizem respeito à Coordenação de Isolamento de Subestações. São apresentados os princípios básicos, os métodos estatísticos e são abordados os casos de subestações isoladas a ar e a SF_6, destacando-se suas principais diferenças.

Os capítulos de 12 a 15 tratam da Coordenação de Isolamento das Linhas de Transmissão, mostrando detalhadamente os principais aspectos do seu desempenho quanto à tensão operativa, às descargas atmosféricas, a surtos de manobra e à manutenção em linha viva.

Finalmente os capítulos de 16 a 21 classificam-se como Tópicos Especiais, onde são abordados estudos bastante especializados no campo dos transitórios elétricos, destacando-se os surtos transferidos em enrolamentos, os cálculos da tensão de restabelecimento transitória de disjuntores, as sobretensões provocadas por manobra de banco de capacitores, as ressonâncias por indução em linhas paralelas e a aplicação do estudos de $Z(\omega)$ em sistemas de potência.

Paulo César Váz Esmeraldo

Autores

Ary D'Ajuz

Eng.º Eletricista pela Universidade Gama Filho em 1977

Pós-graduado em Engenharia Elétrica pela COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro

Professor da Universidade Veiga de Almeida, Rio de Janeiro

Professor do Centro de Produção da Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Cláudio dos Santos Fonseca

Eng.º Eletricista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1976

Mestre em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá

Professor da Universidade Gama Filho

Professor do Centro de Produção da Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Francisco Manoel Salgado Carvalho

Eng.º Eletricista pela Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1971

Mestre em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá

Curso de Extensão Universitária em Análise de Sistemas de Potência na University of Wisconsin, Madison, EUA

Professor do Centro de Produção da Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Jorge Amon Filho

Eng.º Eletricista pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 1975

Mestre em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Professor do Centro de Produção da Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Luiz Eduardo Nora Dias

Eng.º Eletricista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1970

Mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro

Professor do Centro de Produção da Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Senior Member do "The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc." (IEEE)

Marco Polo Pereira

Eng.º Eletricista pela Universidade Federal Fluminense em 1970

Mestre em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá

Professor do Centro de Produção da Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Coordenador do Grupo Latino-Americano de Usuários do Programa EMTP

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

Eng.º Eletricista pela Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1972

Mestre em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá

Professor da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e do Instituto Militar de Engenharia

Professor do Centro de Produção da Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Curso de Especialização em Sistemas de Potência - "Power Technology Course", Schenectady, N. York, EUA.

Senior Member do "The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc." (IEEE).

Roberto Vaisman

Eng.º Eletricista pelo Instituto Militar de Engenharia em 1975

Mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro

Professor da Universidade Veiga de Almeida, Rio de Janeiro

Professor do Centro de Produção da Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Sergio de Oliveira Frontin

Eng.º Eletricista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1968

Mestre em Engenharia Elétrica pelo Rensse laer Polytechnic Institute (RPI), Troy, Estados Unidos

Professor do Centro de Produção da Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Ex-Professor da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Ex-Professor do Instituto Militar de Engenharia do Rio de Janeiro

Agradecimentos

A Benjamim Mário Baptista, ex-diretor de Planejamento, Engenharia e Construção, pelo empenho na consolidação da memória técnica dos engenheiros de FURNAS.

A Paulo Fernando Veiga do Amaral, Diretor de Planejamento, Engenharia e Construção pelo seu apoio.

A Líbero Ribeiro Castello, Assistente da Superintendência de Engenharia de Geração, pelo gerenciamento eficiente e devotado no processo de elaboração deste livro.

A Paulo Afonso Pegado, Chefe do Departamento de Sistemas Elétricos, pelo incentivo e sugestões.

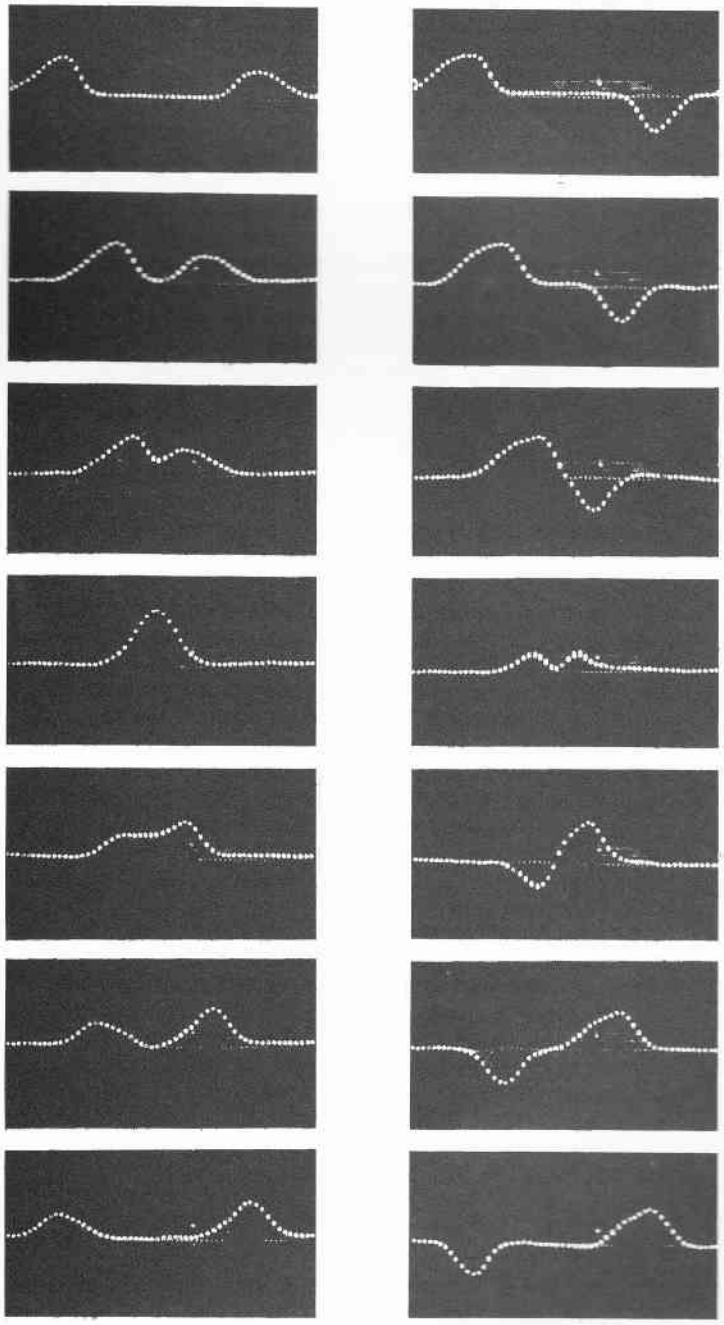
A Rosa Maria M. Couto Warszawski, Assessoria da Superintendência de Engenharia de Geração, pelo profícuo apoio na condução do trabalho de edição.

À Equipe de desenhistas de FURNAS e às Datilógrafas Vera Lucia de Sá e Maria da Glória P. Maia pela prestimosa colaboração.

Capítulo 1

Introdução aos Transitórios Elétricos em Sistemas de Potência

Francisco M. Salgado Carvalho



(Westinghouse Electric Corporation)

Superposição de Duas Ondas

(a) Duas Ondas de Polaridade Positiva

(b) Uma Onda de Polaridade Positiva e outra de Polaridade Negativa

1 Introdução

Apesar dos sistemas elétricos operarem em regime permanente a maior parte do tempo, eles devem ser projetados para suportar as piores solicitações a que podem ser submetidos. Estas solicitações extremas são normalmente produzidas durante situações transitórias dos sistemas. Conseqüentemente, o projeto de um sistema de potência é determinado mais pelas condições transitórias do que pelo seu comportamento em regime permanente.

Na análise de transitórios, um dos mais importantes aspectos é o fato de que um componente físico pode ter diferentes modelos de representação, dependendo do contexto do problema estudado. Assim, uma linha de transmissão pode ser tratada como uma seção curta de barramento, como uma linha longa infinita ou como uma indutância, capacitância ou resistência, dependendo do fenômeno transitório específico que esteja sendo investigado. Analogamente, um transformador ou um reator pode ser representado por uma indutância, por uma rede de capacitâncias ou por uma combinação dos dois. A não linearidade do núcleo magnético do transformador pode ou não ser importante dependendo da natureza do estudo. Conceitualmente, pode-se imaginar para um dado componente um modelo matemático que o represente corretamente sob todas as circunstâncias. Entretanto, mesmo se existir tal modelo, ele acarretará investigações complexas e ineficientes, dependendo da situação em que se for utilizá-lo.

Um engenheiro que pretenda se especializar no estudo de transitórios deve compreender que na prática de estudos desta natureza não existe somente uma única representação para os componentes de um sistema. Os resultados esperados do estudo, assim como um conhecimento prévio do fenômeno analisado, auxiliam na determinação do melhor modelo para o sistema.

Nos sistemas elétricos os transitórios podem ocorrer devido a uma variedade de razões, podendo gerar sobretensões, sobrecorrentes, formas de onda anormais e transitórios eletromecânicos. Em geral, um evento qualquer poderá dar origem a todos os efeitos acima mencionados. Entretanto, na maioria dos estudos, algum destes efeitos é mais importante do que os outros. Conseqüentemente, é conveniente analisar os fenômenos transitórios sob um dos quatro aspectos abaixo:

a. Sobretensões

As características elétricas dos equipamentos são determinadas pelas sobretensões a que estarão submetidas. Estas sobretensões podem ser causadas por condições quasi-estacionárias ou por fenômenos de alta freqüência e curta duração originados por impactos no sistema de potência. Exemplos do primeiro tipo, normalmente chamadas de sobretensões dinâmicas (temporárias), são excursões de tensão durante uma rejeição de carga, perda de compensação reativa em linhas longas etc., e geralmente são resultantes de condições operativas anormais do sistema.

O estudo dos impactos que podem ocorrer num sistema elétrico é um dos mais importantes objetivos da análise transitória. Estes fenômenos são causados por distúrbios de grande magnitude acarretando na geração e propagação de surtos no sistema. Os surtos são ondas eletromagnéticas íngremes, de curta duração, originadas por descargas atmosféricas ou por manobras. O surto de tensão gerado por uma descarga atmosférica pode ter frentes de onda da ordem de frações de microssegundo e durar poucas centenas de microssegundos. Surtos de manobra, por outro lado, podem ter frentes de onda da ordem de dezenas de microssegundos e durar alguns ciclos de freqüência fundamental. A importância relativa dos surtos atmosféricos e de manobra na determinação dos níveis de isolamento do sistema depende da tensão nominal do sistema. Em sistemas EAT e UAT, os surtos de manobra são os fatores determinantes, enquanto que para sistemas com tensões mais baixas as sobretensões atmosféricas são mais importantes.

b. Sobrecorrentes

Resultam de faltas no sistema e seu estudo ajuda na determinação dos esforços de interrupção em disjuntores, dos esforços mecânicos e térmicos dentro de máquinas, transformadores e barramentos. Uma simulação de faltas desbalanceadas é normalmente necessária para o cálculo das correntes de seqüência negativa nas máquinas. Uma vez que um sistema de potência é composto basicamente por reatâncias indutivas, as correntes de curto-circuito têm poucas componentes de alta freqüência e, portanto, os modelos utilizados na realização destes estudos são escolhidos de modo a representar esta condição. Uma falta também acarreta em tensões induzidas nas fases sãs e, geralmente, os surtos de manobra derivados de uma falta são causas de sobretensões elevadas.

c. Formas de Onda Anormais

O espectro de tensões e correntes de um sistema de potência durante condições transitórias e durante certas condições operativas anormais em regime permanente é de considerável importância em muitos estudos. Por exemplo, a penetração de harmônicos, em um sistema, gerados por conversores CC ou por circuitos de elementos não lineares, deve ser investigada a fim de se determinar as perdas nos enrolamentos das máquinas e transformadores. Problemas de interferência telefônica também requerem um estudo da geração e distribuição de harmônicos nas linhas de transmissão. Certos equipamentos de controle, tais como o sistema de controle automático de sistemas HVDC, são sensíveis às formas de onda e à quantidade de harmônicos.

d. Transitórios Eletromecânicos

O estudo dos transitórios eletromecânicos tem sido feito com programas de estabilidade transitória que usam

uma representação de seqüência positiva e modelos à freqüência fundamental para todo o sistema. Entretanto, certos fenômenos requerem uma representação trifásica detalhada de máquina e do sistema. Por exemplo, no fenômeno de ressonância subsíncrona, o estudo dos esforços no eixo do gerador, em seguida a um religamento rápido sob falta, requer modelos de simulação mais acurados. Relés ultra-rápidos e disjuntores de abertura em 1 ciclo, limpando faltas perto de geração, também devem ser estudados com modelos trifásicos detalhados.

2 Noções Fundamentais

O tempo em que os sistemas passam nas condições transitórias é insignificante quando comparado com o tempo passado no regime permanente. Entretanto os períodos em que os sistemas passam em condições transitórias são muito importantes, pois é neste período que os componentes do sistema sofrem as maiores solicitações de corrente ou de tensões.

Neste capítulo, mostram-se alguns conceitos básicos sobre transitórios elétricos que auxiliarão no entendimento dos estudos mais profundos dos mesmos, mostrados nos capítulos seguintes.

2.1 Parâmetros dos Circuitos

Qualquer circuito elétrico tem normalmente os seguintes parâmetros: a) Resistência (R); b) Indutância (L); c) Capacitância (C). Os componentes que formam um sistema de potência ou qualquer circuito elétrico possuem uma destas características em maior ou menor quantidade. A resistência, indutância e capacitância de um circuito são distribuídas, isto é, cada pequena parte do circuito possui a sua parcela. Contudo, podem os mesmos serem representados como parâmetros concentrados, em alguns tipos de estudos, conforme se verá nos capítulos seguintes, sem que se tenha perda de precisão nos resultados obtidos nos cálculos.

A indutância e a capacitância armazenam energia: L no campo magnético e C no campo elétrico do circuito. Estas energias armazenadas são função da corrente (I) e tensão (V), instantâneas, e são, respectivamente, $1/2\ LI^2$ e $1/2\ CV^2$. A resistência dissipa energia sendo o valor da dissipação, a cada instante, igual a RI^2.

Em regime permanente, a energia armazenada nas indutâncias e capacitâncias de um circuito em corrente contínua é constante, ao passo que num circuito de corrente alternada a energia é transferida ciclicamente entre as indutâncias e capacitâncias. Ao acontecer uma súbita mudança no circuito, ocorre geralmente uma redistribuição de energia para que seja encontrada uma nova condição de equilíbrio. Entretanto, a redistribuição de energia não pode se dar instantaneamente porque a corrente não varia bruscamente numa indutância e a tensão não varia bruscamente nos terminais de uma capacitância. A redistribuição da energia, seguindo a uma mudança no circuito, leva um tempo finito. Durante este tempo, esta redistribuição é comandada pelo princípio de conservação da energia, isto é, o valor da energia suprida é igual à energia armazenada mais o valor da dissipação de energia.

2.2 Formulação Matemática dos Transitórios

A formulação matemática de qualquer problema de transitórios começa com o estabelecimento da equação ou equações diferenciais que descrevem o comportamento do sistema que se pretende estudar. Como exemplo, considerar o circuito simples mostrado na Figura 1.1, onde ao se fechar a chave um capacitor é carregado através de um resistor.

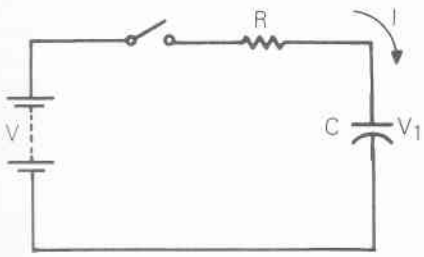


Figura 1.1 - Circuito RC

O cálculo da tensão através do capacitor, da Figura 1.1, pode ser feito como mostrado a seguir:

$$V = RI + V_1 \tag{1.1}$$

$$V_1 = \frac{1}{C}\int I\,dt \tag{1.2}$$

$$C.dV_1 = I\,dt \tag{1.3}$$

$$I = C\,.\,\frac{dV_1}{dt} \tag{1.4}$$

Substituindo-se a equação (1.4) na equação (1.1), tem-se:

$$V = RC\frac{dV_1}{dt} + V_1 \tag{1.5}$$

$$\frac{dV_1}{V-V_1} = \frac{dt}{RC} \qquad (1.6)$$

$$ln\,(V - V_1) = -\frac{t}{RC} + \text{constante} \qquad (1.7)$$

$$V_1 = V - Ae^{-t/RC} \qquad (1.8)$$

onde A é uma constante a ser determinada a partir das condições iniciais apresentadas pelo circuito. Se a capacitância C apresentar, inicialmente, uma tensão $V_1(0)$, antes da chave ser fechada, tem-se:

$$V_1 = V - (V - V_1(0))\, e^{-t/RC} \qquad (1.9)$$

A solução gráfica é mostrada na Figura 1.2, a seguir. Observa-se que o capacitor não assume instantaneamente a tensão da fonte quando a chave é fechada.

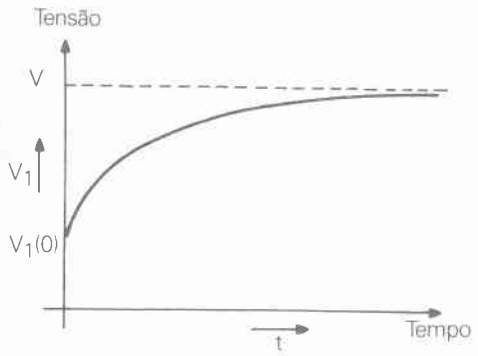


Figura 1.2 - Tensão através do Capacitor do Circuito da Figura 1.1

A solução indicada pela Figura 1.2 apresenta duas partes distintas. O primeiro termo (V) representa a tensão em regime permanente, quando o capacitor estiver carregado com a tensão da fonte. O segundo define o transitório que une a situação inicial do capacitor ao regime permanente, de uma forma suave, compatível com as características do circuito sob estudo. A forma do transitório depende essencialmente do circuito.

2.3 Características dos Circuitos Elétricos

Os circuitos elétricos quando submetidos a mudanças súbitas, que dão origem a situações transitórias, levam um tempo mensurável para se ajustar da condição de regime permanente, em que se encontravam antes do distúrbio, a uma nova condição de equilíbrio, também em regime permanente, após o distúrbio.

Normalmente, em estudos de transitórios, usa-se como medida do tempo que se gasta para ir de uma situação de regime permanente à outra, também de regime permanente, a "constante de tempo". Ao se analisar uma situação transitória, a que está sendo submetido um circuito elétrico, observa-se que decorrido um tempo igual a uma "constante de tempo" já terá acontecido (1 - 1/e) da variação do valor entre a condição inicial e o novo regime permanente, da grandeza que se está observando. Faltará, então, 1/e para se atingir o novo regime permanente. Tem-se que e = 2,7183.

A constante de tempo de um circuito RC, semelhante ao mostrado na Figura 1.1, é o produto RC que, fisicamente, tem dimensão de tempo. O circuito RL é, de certa forma, similar ao circuito RC, sendo que sua constante de tempo é igual a L/R ao invés de RC. A fração L/R também tem, fisicamente, a dimensão de tempo. Já o circuito LC não possui uma constante de tempo porque não atinge uma nova situação de regime permanente quando é estimulado. Observa-se que os circuitos LC oscilam na sua freqüência natural quando são excitados. O período da oscilação natural de qualquer circuito LC é $2\pi\,(LC)1/2$.

Como ilustração mostra-se, a seguir, características básicas dos três circuitos transitórios elementares comentados neste item.

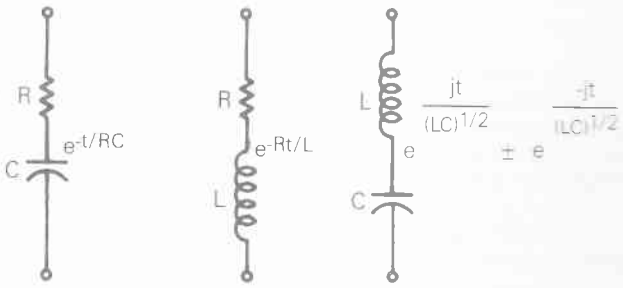


Figura 1.3 - Circuitos Transitórios Elementares

Os circuitos mostrados são simples e servem apenas de ilustração de como ocorrem e se comportam os transitórios. Circuitos mais complicados, correspondendo a sistemas reais serão mostrados nos capítulos seguintes quando se tratar de assuntos específicos do campo das sobretensões em sistemas elétricos.

2.4 Transformadas de Laplace

A solução de problemas relativos a transitórios em circuitos elétricos implica, quase sempre, na expressão de

complicadas formas de onda em termos de funções exponenciais. A expressão das complicadas formas de onda através de funções exponenciais é vantajosa, uma vez que as funções exponenciais podem ser matematicamente tratadas pelo uso das transformadas de Laplace.

Numa breve descrição, pode-se entender que a transformada de Laplace é um procedimento matemático, pelo qual uma expressão que tenha o tempo como variável independente, como por exemplo uma equação diferencial, é transformada numa expressão algébrica como função de uma variável complexa. Esta variável complexa é simbolizada na literatura como "p" ou "s", dependendo da escolha de quem escreve. A equação transformada, ou conjunto de equações, pode ser resolvida algebricamente em termos de "p" (ou "s"). A solução em termos de "p" (ou "s") pode depois ser trazida de volta para o domínio do tempo pela transformada inversa de Laplace.

Com este procedimento a solução de equações diferenciais se torna um método algébrico.

Matematicamente, a definição da transformada de Laplace de uma função do tempo F(t) é:

$$\mathcal{L}\, F(t) = F(s) = \int_0^{\infty} F(t) \,.\, e^{-st}\, dt \qquad (1.10)$$

Esta integral transformará qualquer função do tempo, F(t), numa função de "s". Se a função do tempo, F(t), é uma exponencial pode-se ver que a integração que permite a transformação de Laplace é muito simples e resulta numa simples expressão algébrica.

A transformada inversa de Laplace da função F(s) é definida como:

$$\mathcal{L}^{-1}\, F(s) = F(t) = \frac{1}{2\pi j} \int_{-j\infty}^{+j\infty} F(s) \,.\, e^{st} \,.\, ds \qquad (1.11)$$

A transformada inversa de Laplace é obtida por uma integral complexa. A sua solução é conseguida utilizando as chamadas tábuas de pares de transformadas de Laplace [1, 2, 3].

Como exemplo, considerar o circuito mostrado na Figura 1.1, que será resolvido, visando-se a determinação da corrente, aplicando-se transformadas de Laplace.

Pode-se escrever para o circuito, as seguintes equações:

$$V_1 + IR = V \qquad (1.12)$$

$$I = \frac{dQc}{dt} = \frac{CdV_1}{dt} \qquad (1.13)$$

Derivando-se (1.12), em função do tempo:

$$\frac{dV_1}{dt} = -R \cdot \frac{dI}{dt} \qquad (1.14)$$

Substituindo-se (1.14) em (1.13):

$$I = -RC\,\frac{dI}{dt} \qquad (1.15)$$

$$\frac{dI}{dt} + \frac{I}{RC} = 0 \qquad (1.16)$$

Aplicando-se transformada de Laplace em (1.16):

$$s \,.\, I(s) - I(o) + \frac{I(s)}{RC} = 0 \qquad (1.17)$$

Observar que a solução do problema se constituirá na resolução de uma equação algébrica. Observar, também, que é necessário se conhecer o valor inicial da corrente, I(o). Este valor depende da tensão inicial apresentada pelo capacitor, $V_1(o)$, que poderá ou não ser zero.

$$I(o) = \frac{V - V_1(o)}{R} \qquad (1.18)$$

Substituindo-se (1.18) em (1.17), tem-se:

$$I(s)\,(s + \frac{1}{RC}) = \frac{V - V_1(o)}{R} \qquad (1.19)$$

$$I(s) = \frac{V - V(o)}{R} \cdot \frac{1}{(s + \frac{1}{RC})} \qquad (1.20)$$

Aplicando-se a transformada inversa de Laplace, em (1.20):

$$I(t) = \frac{V - V_1(o)}{R} \cdot e^{-t/RC} \qquad (1.21)$$

A solução, apresentada na equação (1.21), é mostrada na Figura 1.4, a seguir, para diferentes valores de $V_1(o)$. Em qualquer hipotese a corrente é assintótica a zero. Isto decorre do fato de que qualquer que seja a carga inicial do capacitor, ele ficará finalmente carregado com a tensão da fonte.

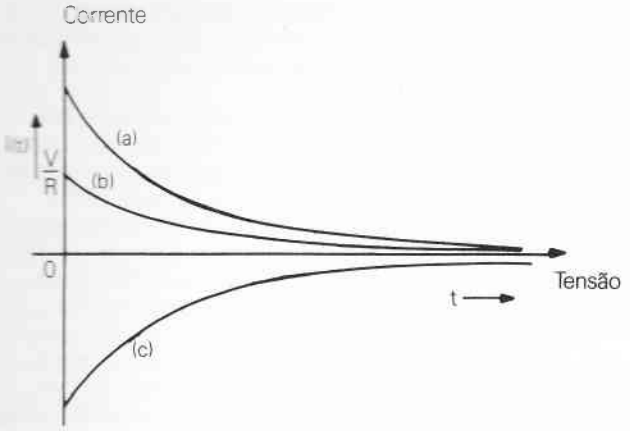


Figura 1.4 - Corrente no Circuito RC da Figura 1.1
(a) $V_1(o) = -V$; (b) $V_1(o) = 0$;
(c) $V_1(o) = +3V$

A teoria das transformadas de Laplace poderá ser encontrada em maior profundidade nas referências [1, 2, 3]. Notar que quando se diz, no texto, que se aplicará "transformada de Laplace" ou "transformada inversa de Laplace", este procedimento é facilitado pelo uso de tabelas, disponíveis na literatura acima. Estas tabelas apresentam as propriedades gerais das transformadas de Laplace.

2.5 Princípio da Superposição

Se um estímulo S_1 produz uma resposta R_1 e um estímulo S_2 produz uma resposta R_2, então caso os estímulos S_1 e S_2 sejam aplicados simultaneamente se terá a resposta $R_1 + R_2$, em qualquer sistema linear. Analisando a aplicação do princípio da superposição em circuitos elétricos, como o mesmo se aplica apenas a sistemas lineares, não é correto considerá-lo para os elementos não lineares tais como transformadores, reatores, resistores não lineares de pára-raios, retificadores etc.

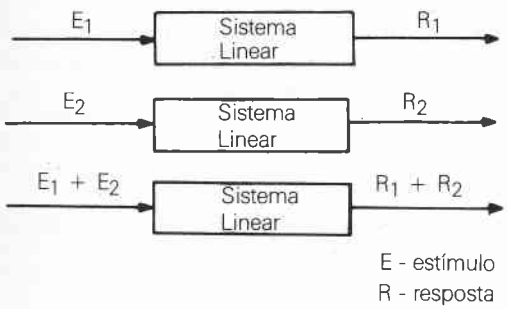


Figura 2.5 - Princípio da Superposição

As correntes e tensões que aparecem em qualquer ponto de uma rede linear, como resultado da aplicação simultânea de um certo número de fontes de tensão (ou corrente), são iguais à soma das correntes e tensões que existiriam se cada fonte fosse considerada separamente, com todas as outras fontes substituídas por suas impedâncias internas (fontes de tensão curto-circuitadas e fonte de corrente em circuito aberto).

O princípio da superposição é limitado apenas a correntes e tensões e não a fluxo de potência ou perdas. Qualquer função não linear de corrente ou tensão deve ser calculada após ser somada a contribuição das diversas fontes, isto é, ainda que:

$$I = I_1 + I_2 + I_3 \tag{1.22}$$

Tem-se:

$$I^2R \neq [(I_1)^2 + (I_2)^2 + (I_3)^2] \cdot R \tag{1.23}$$

O princípio da superposição pode ser usado, por exemplo, para se estudar a abertura de uma chave em um circuito de corrente alternada, como mostrado na Figura 1.6. Ao se abrir a chave, ocorre a interrupção da corrente, depois de sua passagem por zero. A interrupção da corrente I_1 pode ser interpretada como se fosse injetada nos terminais da chave uma corrente I_2 de mesma magnitude que a corrente I_1, mas de sinal contrário. Pelo princípio da superposição, pode-se entender que a resposta do circuito à aplicação da força-eletromotriz E e à injeção da corrente I_2, nos terminais da chave, será a soma das respostas a estes estímulos aplicados individualmente. Por exemplo, a tensão de recuperação transitória entre os terminais da chave será a soma das tensões, nesta posição, obtidas quando se aplica os estímulos E e I_2, de acordo com o estabelecido pelo princípio da superposição.

Um outro exemplo que se pode apresentar, como ilustração da aplicação do princípio da superposição, é o estudo do fechamento de uma chave em um circuito de corrente alternada. Ao se fechar a chave a tensão existente nos seus terminais reduz-se, instantaneamente, ao valor zero. O fechamento da chave pode ser analisado como se uma tensão igual e oposta à que existia nos terminais da chave, antes do fechamento, fosse aplicada instantaneamente nesta mesma posição. As correntes e tensões ao longo do circuito podem ser obtidas pela soma destas grandezas existentes, com os contatos da chave abertos, com aquelas que aparecem no circuito pela aplicação, nos terminais da chave, de uma tensão igual e oposta à que existia antes do fechamento.

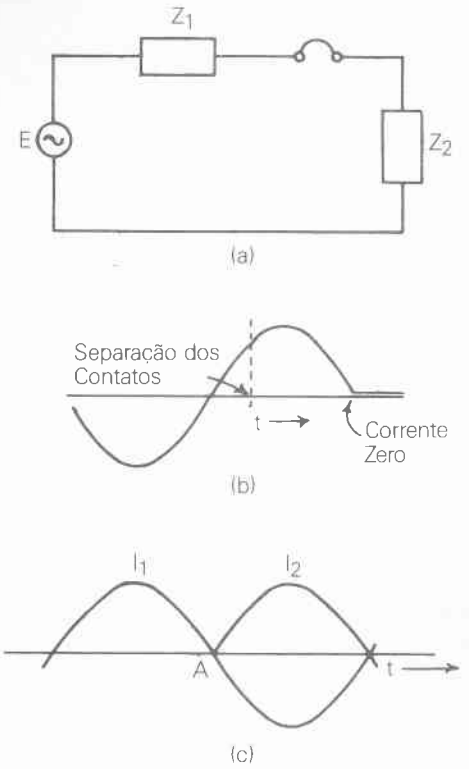


Figura 1.6 - (a) Circuito Estudado; (b) Corrente Interrompida; (c) Superposição de uma Corrente Injetada

3 Ondas Trafegantes em Linhas de Transmissão

3.1 Princípios Básicos

Linhas de transmissão, cabos, enrolamentos de máquinas rotativas, e outros componentes dos sistemas de potência, possuem a propriedade do "comprimento elétrico" quando submetidos a súbitas mudanças de tensão. Isto é, o efeito de uma súbita mudança de tensão em uma determinada localização de uma linha de transmissão, por exemplo, não ocorre, no mesmo instante, totalmente, ou em parte, em outra localização da mesma linha de transmissão. Um tempo finito decorre para que o distúrbio seja transmitido do ponto onde se iniciou para qualquer outro ponto. Em certos tipos de problemas, como aqueles envolvendo descargas atmosféricas ou chaveamentos em linhas de transmissão, os conceitos e métodos de análise para circuitos com parâmetros concentrados precisam ser estendidos para que se leve em conta os efeitos da propagação apresentados acima.

Tomando-se como ponto de partida uma linha de transmissão onde não se tem atenuações ou distorções, serão derivados, a seguir, alguns conceitos e métodos de análise para o trabalho com ondas trafegantes. Nesta apresentação inicial, que objetiva um entendimento rápido do assunto, será evitado o costumeiro tratamento matemático através de rigorosas equações diferenciais. Este tratamento é apresentado no item seguinte. Para facilitar esta apresentação observar a Figura 1.7.b, que é uma representação aproximada de um condutor aéreo acima de uma terra perfeitamente condutora, como é mostrado na Figura 1.7.a. Esta linha de transmissão aérea que apresenta parâmetros (indutância e capacitância) continuamente distribuídos, pode ser considerada como feita de pequenas seções de comprimento Δx onde cada seção tem uma indutância $L.\Delta x$ e uma capacitância $C.\Delta x$. As constantes de linha L e C são por unidade de comprimento do condutor.

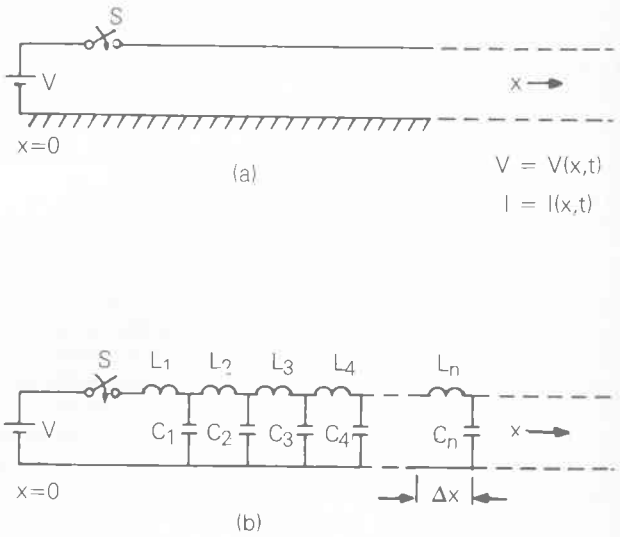


Figura 1.7 - (a) Linha de Transmissão Aérea Ideal (b) Representação Aproximada da Linha de Transmissão

Para um incremento de comprimento da linha de transmissão pode-se escrever:

$$\frac{1}{2} LI^2 \cdot \Delta x = \frac{1}{2} CV^2 \cdot \Delta x \qquad (1.24)$$

Rearranjando a equação, tem-se:

$$V = \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot I = Z \cdot I \qquad (1.25)$$

onde Z é chamada impedância de surto.

Como Z é real e dimensionalmente medida em ohms, as ondas de corrente e tensão estão em fase. Cada ponto na onda de tensão é proporcional ao ponto correspondente na onda de corrente, sendo que o fator de proporcionalidade é Z. Impedâncias de surto típicas para elementos de um sistema de potência podem ser encontradas da ordem de 300 a 500 ohms para linhas de transmissão, 30 ohms para cabos e de 50 a 1000 ohms para máquinas rotativas.

Matematicamente, uma onda trafegante, por exemplo, pode ser apresentada simbolicamente por:

$$V(x,t) = F(t - \frac{x}{v_t}) \qquad (1.26)$$

Onde V, a tensão, é função do tempo t e da posição no condutor definida por uma distância x, a partir de um ponto de referência.

Na expressão matemática (1.26), a distância x foi relacionada a um tempo equivalente, pela velocidade de propagação da onda trafegante $V_t = 1/\sqrt{LC}$, onde L e C são indutância e capacitância por unidade de comprimento do condutor. Para qualquer posição ao longo do condutor $X = X_n$, um surto definido pela equação (1.27), abaixo, não aparece neste ponto

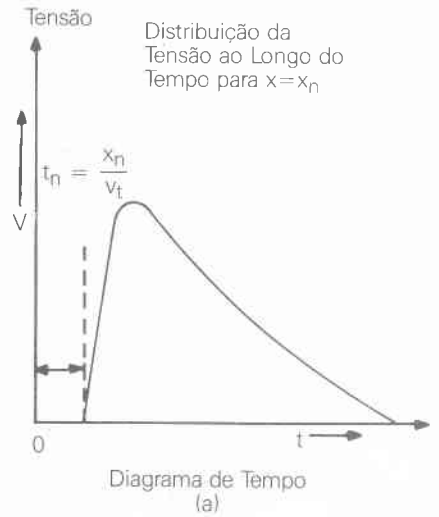
$$V(X_n,t) = F(t - \frac{X_n}{X_t}) \qquad (1.27)$$

até que seja decorrido um tempo $t = X_n/V_t$, após a iniciação da onda trafegante em $x = 0$. A velocidade de propagação, $V_t = 1/\sqrt{LC}$, numa linha de transmissão aérea é aproximadamente a velocidade da luz (3×10^8 m/s). Em cabos, a velocidade é menor, de 1/2 a 2/3 da velocidade para linhas aéreas ($1,5$ a $1,8 \times 10^8$ m/s). Em enrolamentos de máquinas rotativas a velocidade de propagação é ainda menor ($0,3 \times 10^8$ m/s).

Graficamente, dois diagramas de coordenadas retangulares são empregados para descrição do fenômeno ondas trafegantes.

Num deles, o diagrama de tempo, a variação de tensão ou corrente com o tempo, em qualquer ponto x do condutor, é plotada.

No outro, o diagrama de espaço, a distribuição da tensão e corrente ao longo do condutor no qual a onda está trafegando é plotada para qualquer tempo t.



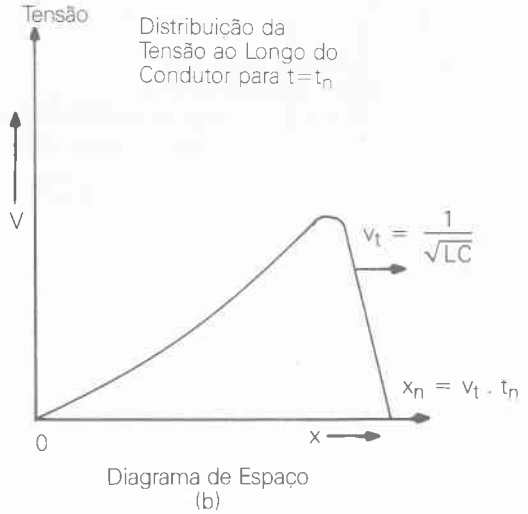


Figura 1.8 - Diagramas de Tempo e Espaço para uma Onda Trafegante ao Longo de um Condutor

3.2 Equações da Linha de Transmissão

Feita a apresentação inicial dos princípios básicos das ondas trafegantes, mostra-se neste item a dedução das equações da linha de transmissão. O circuito equivalente utilizado para dedução das equações da linha de transmissão, na teoria de ondas trafegantes, é mostrado na Figura 1.9, a seguir. As equações de corrente e tensão para este circuito podem ser escritas da seguinte forma:

$$I(x+\Delta x,t) = I(x,t) - G.\Delta x.V(x,t) - C\Delta x \frac{\partial V(x,t)}{\partial t}$$

(1.28)

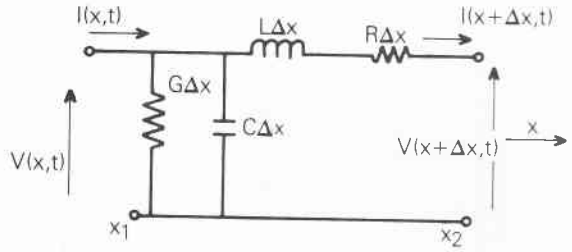
$$V(x+\Delta x,t) = V(x,t) - L\Delta x \frac{\partial I(x+\Delta x,t)}{\partial t} - R\Delta x \,.\, I(x+\Delta x,t)$$

A corrente e a derivada de primeira ordem da corrente podem ser expandidas numa série de Taylor:

$$I(x+\Delta x,t) \simeq I(x,t) + \frac{\partial I(x,t)}{\partial x}\Delta x + \ldots$$

(1.29)

$$\frac{\partial I(x+\Delta x,t)}{\partial t} \simeq \frac{\partial I(x,t)}{\partial t} + \frac{\partial^2 I(x,t)}{\delta x \delta t}\Delta x + \ldots$$



L = Henrys/metro
C = Farads/metro
R = Ohms/metro
$\Delta x = x_2 - x_1$

Figura 1.9 - Circuito Elementar de uma Linha de Transmissão

Substituindo-se as equações (1.29) na equação (1.28), da tensão, e desprezando-se os termos de ordem superior, tem-se:

$$V(x+\Delta x,t) - V(x,t) = -L\Delta x \frac{\partial I(x,t)}{\partial t} - R\Delta x\, I(x,t)$$

(1.30)

$$- L\Delta x^2 \frac{\partial^2 I(x,t)}{\partial x \partial t} - R\Delta x^2 \frac{\partial I(x,t)}{\partial x}$$

Dividindo-se a equação (1.30) por Δx, e tomando-se o limite quando $\Delta x \to 0$, tem-se:

$$\lim_{\Delta x \to 0} \frac{V(x+\Delta x,t) - V(x,t)}{x_2 - x_1} = \frac{\partial V(x,t)}{\partial x} \qquad (1.31)$$

Então, tem-se:

$$-\frac{\partial V(x,t)}{\partial t} = RI(x,t) + L\frac{\partial I(x,t)}{\partial t} \qquad (1.32)$$

Usando-se a mesma sistemática obtém-se uma equação similar para a corrente, cuja equação em (1.28) é reescrita abaixo.

$$I(x+\Delta x,t) - I(x,t) = -G\Delta x \,.\, V(x,t) - C\Delta x \frac{\partial V(x,t)}{\partial t} \qquad (1.33)$$

Dividindo-se a equação (1.33) por Δx, e tomando-se o limite quando $\Delta x \to 0$, tem-se:

$$\frac{I(x+\Delta x,t) - I(x,t)}{\Delta x} = -G \,.\, V(x,t) - \frac{C\partial V(x,t)}{\partial t} \qquad (1.34)$$

$$\lim_{\Delta x \to 0} \frac{I(x+\Delta x,t) - I(x,t)}{\Delta x} = \frac{\partial I(x,t)}{\partial x} \qquad (1.35)$$

Então, tem-se:

$$-\frac{\partial I(x,t)}{\partial x} = G \,.\, V(x,t) + \frac{C\partial V(x,t)}{\partial t} \qquad (1.36)$$

As equações (1.32) e (1.36), da tensão e da corrente, podem ser escritas de maneira simplificada.

$$-\frac{\partial V}{\partial x} = R \,.\, I + L\frac{\partial I}{\partial t} \qquad (1.39)$$

$$-\frac{\partial I}{\partial x} = G \,.\, V + C\frac{\partial V}{\partial t} \qquad (1.40)$$

Onde: $V = V(x,t)$
$I = I(x,t)$

A partir de (1.39), tem-se:

$$-\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = L\frac{\partial^2 I}{\delta t.\partial x} + R\frac{\partial I}{\partial x} \qquad (1.41)$$

$$-\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = L \cdot \frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{\partial I}{\partial x}\right] + R\frac{\partial I}{\partial x} \qquad (1.42)$$

Substituindo-se o valor de $\frac{\partial I}{\partial x}$ dado pela equação (1.40) na equação (1.42), tem-se:

(1.43)

$$-\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = L\frac{\partial}{\partial t}\left[-GV - C\frac{\partial V}{\partial t}\right] + R\left[-GV - C\frac{\partial V}{\partial t}\right]$$

$$-\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = -LG\frac{\partial V}{\partial t} - LC\frac{\partial^2 V}{\partial t^2} - RGV - RC\frac{\partial V}{\partial t} \qquad (1.44)$$

Finalmente, ao se ordenar a equação (1.44), tem-se:

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = RGV + \left[LG + RC\right]\frac{\partial V}{\partial t} + LC\frac{\partial^2 V}{\partial t^2} \qquad (1.45)$$

A partir de (1.40), tem-se:

$$-\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = G\frac{\partial V}{\partial x} + C\frac{\partial^2 V}{\partial x.\partial t} \qquad (1.46)$$

$$-\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = G\frac{\partial V}{\partial x} + C\frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{\partial V}{\partial x}\right] \qquad (1.47)$$

Substituindo-se o valor de $\frac{\partial V}{\partial X}$ dado pela equação (1.39) na equação (1.47), tem-se:

$$-\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = -G\left[L\frac{\partial I}{\partial t} + RI\right] - C\frac{\partial}{\partial t}\left[L\frac{\partial I}{\partial t} + RI\right] \qquad (1.48)$$

$$-\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = -LG\frac{\partial I}{\partial t} - RGI - LC\frac{\partial^2 I}{\partial t^2} - RC\frac{\partial I}{\partial t} \qquad (1.49)$$

Finalmente, ao se ordenar a equação (1.49), tem-se:

$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = RGI + \left[LG + RC\right]\frac{\partial I}{\partial t} + LC\frac{\partial I}{\partial t^2} \qquad (1.50)$$

A solução das equações (1.45) e (1.50) dará como resultado funções que descrevem o comportamento da tensão e da corrente ao longo da linha de transmissão. Fazendo-se R = G = 0, isto é, considerando-se as linhas sem perdas, as equações (1.45) e (1.50) podem ser reescritas de forma simplificada.

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = LC\frac{\partial^2 V}{\partial t^2} \qquad (1.51)$$

$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = LC\frac{\partial^2 I}{\partial t^2} \qquad (1.52)$$

3.3. Solução das Equações da Linha de Transmissão

Para se mostrar que as equações (1.51) e (1.52) representam ondas trafegantes, toma-se a transformada de Laplace das mesmas. Esta solução será iniciada pela transformação da equação da tensão (1.51).

$$\frac{\partial^2 V(x,s)}{\partial x^2} = s^2 LC\, V(x,s) \qquad (1.53)$$

onde: V(x,s) é a transformada de Laplace de V(x,t).

As condições iniciais podem ser incorporadas mais tarde, quando forem aplicadas as condições de contorno. A solução para equação (1.53) pode ser obtida supondo-se uma solução da forma.

$$V(x,s) = M(s)\, e^{\pm mx} \qquad (1.54)$$

onde "m" deverá ser calculado, a partir da equação diferencial. Substituindo-se a equação (1.54) na equação (1.53) resulta em:

$$m^2 M(s)\, e^{\pm mx} = LCs^2 M(s)\, e^{\pm mx} \qquad (1.55)$$

$m^2 = s^2 LC$ ou

$$m = \pm s\sqrt{LC} \qquad (1.56)$$

Substitui-se o valor de m na equação (1.54). Como a equação (1.53) é uma equação diferencial de 2ª ordem, a solução apresenta duas constantes arbitrárias a serem calculadas pelas condições de contorno do problema.

A solução pode ser escrita como:

$$V(x,s) = A(s)\, e^{-s\sqrt{LC}\,x} + B(s)\, e^{+s\sqrt{LC}\,x} \qquad (1.57)$$

Uma descrição completa para a porção, que é função de x, está contida na exponencial, enquanto que a solução que é função do tempo está incluída tanto nas constantes arbitrárias A(s) e B(s) como na exponencial.

Pela teoria das transformadas de Leplace pode-se escrever:

$$L\left[u(t-a)\,.\,F(t-a)\right] = e^{-as}\,.\,F(s) \qquad (1.58)$$

ou então,

$$L^{-1}\left[e^{-as}\,.\,F(s)\right] = u(t-a)\,.\,F(t-a) \qquad (1.59)$$

$$L\left[F(t)\right] = F(s) \qquad (1.60)$$

ou então,

$$L^{-1}\left[F(s)\right] = F(t) \qquad (1.61)$$

Aplicando-se as relações obtidas através da teoria das transformadas de Laplace, mostradas acima, a solução no tempo para a equação (1.57) pode ser escrita como:

$$V(x,t) = A(t-\sqrt{LC}\,x)\,.\,u(t-\sqrt{LC}\,x) + B(t+\sqrt{LC}\,x)\,.\,u(t+\sqrt{LC}\,x) \qquad (1.62)$$

Este resultado pode ser interpretado como duas ondas viajantes de tensão, uma direta na direção +x e a outra reversa na direção -x, ambas se deslocando com a velocidade $v_t = 1/\sqrt{LC}$.

Considerando a semelhança entre as equações (1.51) e (1.52), pode-se escrever diretamente, tanto no domínio da freqüência, como no domínio do tempo, a solução da corrente ao longo da linha.

$$I(x,s) = D(s)\cdot e^{-s\sqrt{LC}\,x} + E(s)\cdot e^{+s\sqrt{LC}\,x} \qquad (1.63)$$

$$I(x,t) = D(t-\sqrt{LC}\,x)\cdot u(t-\sqrt{LC}\,x) + E(t+\sqrt{LC}\,x)\,u(t+\sqrt{LC}\,x) \qquad (1.64)$$

A equação (1.64) pode ser interpretada da mesma forma que a equação (1.62). Existirão duas ondas viajantes de corrente, uma direta na direção +x e a outra reversa na direção -x, ambas se deslocando com a velocidade $v_t = 1/\sqrt{LC}$.

3.4 Relação entre Tensão e Corrente

Na solução das equações de tensão e corrente da linha de transmissão, mostradas nas equações (1.57) e (1.63), são encontradas quatro constantes arbitrárias A, B, D e E. Entretanto, como estas equações foram derivadas de duas equações simultâneas de primeira ordem, as quatro constantes arbitrárias estão relacionadas de alguma forma. Pode-se mostrar que se tem apenas duas constantes arbitrárias.

Para determinação da relação entre as equações da tensão e da corrente, basta substituir as soluções encontradas, mostradas nas equações (1.57) e (1.63), nas equações de origem (sem perdas), isto é, nas equações (1.39) e (1.40) cujas transformadas de Laplace são mostradas abaixo.

$$-\frac{dV(x,s)}{dx} = sL.I(x,s) \qquad (1.65)$$

$$-\frac{dI(x,s)}{dx} = sC\cdot V(x,s) \qquad (1.66)$$

Substituindo-se as equações (1.57) e (1.63) na equação (1.65) obtém-se:

$$+ s\sqrt{LC}\cdot A(s)\cdot e^{-s\sqrt{LC}\,x} - s\sqrt{LC}\cdot B(s)\cdot e^{+s\sqrt{LC}\,x} = sL\cdot D(s)\cdot e^{-s\sqrt{LC}\,x} + sL\cdot E(s)\cdot e^{+s\sqrt{LC}\,x} \qquad (1.67)$$

Os termos de mesmos exponenciais podem ser agrupados:

$$\left[s\sqrt{LC}\cdot A(s) - sL\cdot D(s)\right]\cdot e^{-s\sqrt{LC}\,x} - \left[s\sqrt{LC}\cdot B(s) + sL\cdot E(s)\right]\cdot e^{-s\sqrt{LC}\,x} = 0 \qquad (1.68)$$

Os coeficientes das exponenciais devem ser iguais a zero:

$$\sqrt{LC}\,A(s) = L\,D(s)$$

ou

$$D(s) = \frac{1}{\sqrt{L/C}}A(s) \qquad (1.69)$$

e

$$\sqrt{LC}\,B(c) = -L\,E(s)$$

ou

$$E(s) = -\frac{1}{\sqrt{L/C}}B(s) \qquad (1.70)$$

Conforme mostrado nas equações (1.69) e (1.70), as constantes D e E podem ser expressas em função das constantes A e B e as soluções das equações (1.57) e (1.63) podem ser escritas como:

$$V(x,s) = A(s)\cdot e^{-s\sqrt{LC}x} + B(s)\cdot e^{+s\sqrt{LC}x} \qquad (1.71)$$

$$I(x,s) = \frac{A(s)}{Z}e^{-s\sqrt{LC}x} - \frac{B(s)}{Z}e^{+s\sqrt{LC}x} \qquad (1.72)$$

Nesta expressão, o termo Z é chamado impedância de surto da linha de transmissão.

A impedância Z é chamada de impedância de surto, porque fornece a relação entre a tensão de surto e a corrente de surto.

Nas equações (1.71) e (1.72) vê-se que as ondas da tensão e da corrente possuem, basicamente, a mesma forma, com a onda da corrente reduzida, em sua magnitude, de 1/Z. A onda viajante da corrente, em uma direção negativa, também tem sinal oposto àquele da onda de tensão associada. Um esboço das ondas de tensão e da corrente em uma linha de transmissão pode ser usado para fornecer uma interpretação clara do significado do sinal menos, na onda móvel negativa da corrente.

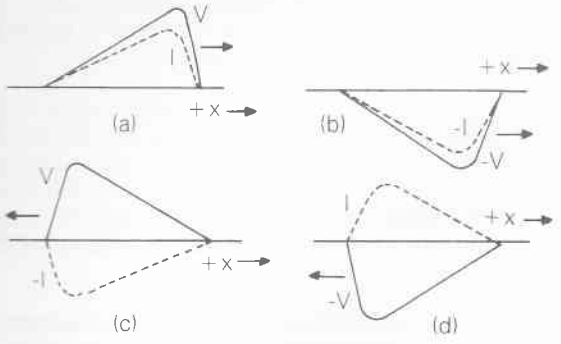


Figura 1.10 - Ondas de Corrente e Tensão Trafegantes em uma Linha de Transmissão

De uma forma simplificada, pode-se escrever as equações da tensão e da corrente, na linha de transmissão, no domínio do tempo, na forma abaixo:

$$V(x,t) = F_1\left(t - \frac{x}{v_t}\right) + F_2\left(t + \frac{x}{v_t}\right) \qquad (1.73)$$

$$I(x,t) = \frac{1}{Z}\left[F_1\left(t - \frac{x}{v_t}\right) - F_2\left(t + \frac{x}{v_t}\right)\right] \qquad (1.74)$$

Alternativamente, as equações acima podem ser escritas da forma abaixo:

$$V(x,t) = F_1(x - v_t t) + F_2(x + v_t t) \qquad (1.73a)$$

$$I(x,t) = \frac{1}{Z}\left[F_1(x - v_t t) - F_2(x + v_t t)\right] \qquad (1.74a)$$

Onde:

$F_1\left(t - \frac{x}{v_t}\right)$, ou $F_1(x - v_t t)$, é uma onda que trafega na direção positiva (direta) e $F_2\left(t + \frac{x}{v_t}\right)$, ou $F_2(x + v_t t)$, é uma onda que trafega na direção negativa (reversa).

3.5 Terminações e Descontinuidades de Linhas de Transmissão

Quando uma onda trafegante encontra um circuito aberto no condutor onde está se propagando, duas condições terminais devem ser satisfeitas: (a) a corrente precisa se tornar zero; (b) a energia precisa ser conservada.

Se uma onda trafegante é iniciada pelo fechamento de uma chave em uma linha com terminação em circuito aberto, conforme é mostrado na Figura 1.11, um degrau de tensão unitário V e uma onda de corrente I se propagarão em direção ao terminal em aberto no final da linha. A linha de transmissão transmite e armazena energia nos campos elétrico e magnético ao longo do condutor. Esta energia é continuamente suprida no terminal emissor numa taxa igual a V x I. Se esta tensão é de polaridade positiva, a corrente que a acompanhará em direção ao terminal em aberto é também positiva.

Quando a onda de tensão incidente atinge o terminal em aberto, as condições do terminal podem ser satisfeitas por uma onda de tensão refletida igual em magnitude e polaridade à onda incidente. Uma vez que a onda de tensão refletida tem polaridade positiva e flui no sentido contrário da onda incidente, tem-se vinculada à mesma uma onda de corrente de polaridade negativa. A soma algébrica da corrente e da tensão das ondas incidentes e refletidas, em qualquer ponto da linha de transmissão, resulta numa corrente igual a zero e a uma tensão 2V. Ocorre, então, nesta situação, uma transformação da energia magnética associada com a corrente em uma energia associada ao campo elétrico. Esta energia fica quatro vezes maior do que aquela energia existente na onda de tensão incidente V ou duas vezes às existentes nas ondas corrente e tensão incidentes somadas.

O processo de reflexão de uma onda incidente é mostrado graficamente na Figura 1.11, onde a linha de transmissão real foi estendida por um condutor imagem.

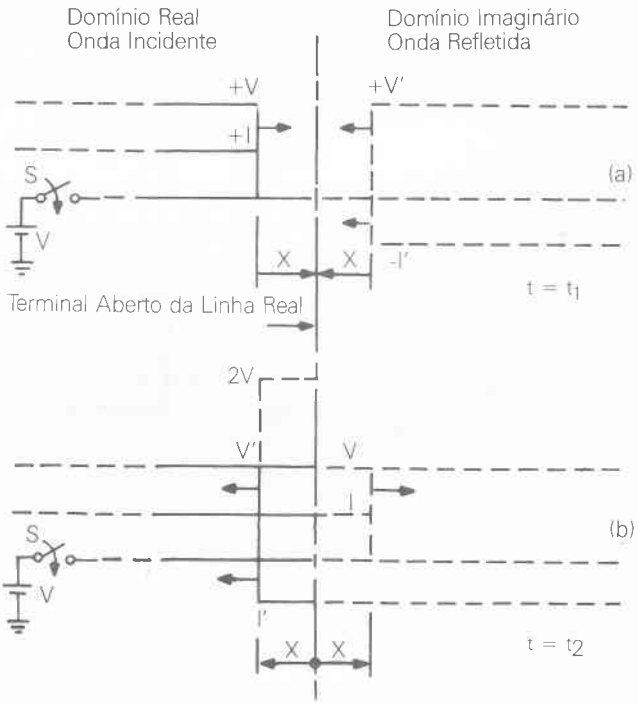
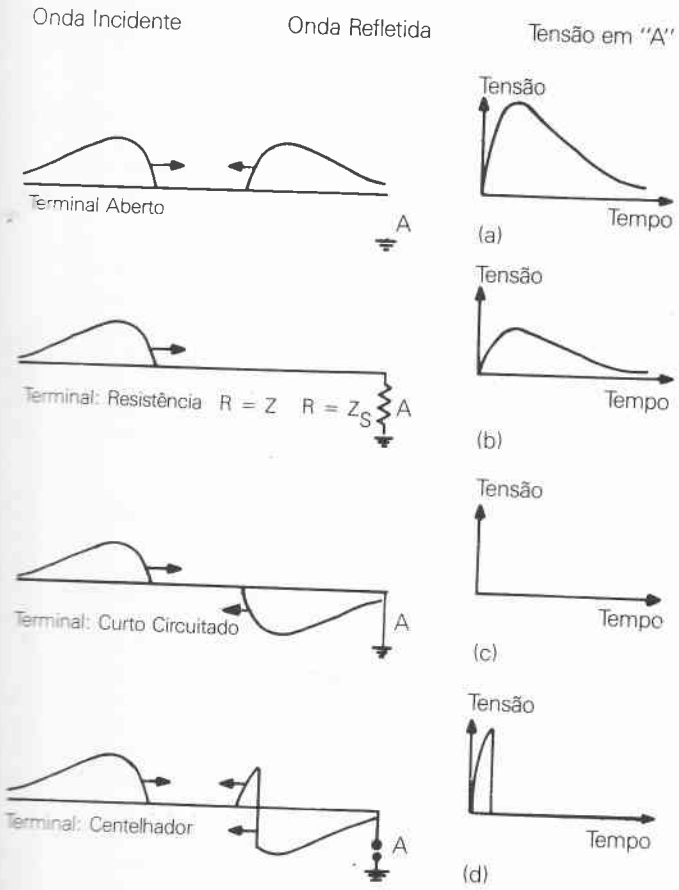


Figura 1.11 - Ondas Incidente e Refletida numa Linha Infinita com Terminal em Aberto

A Figura 1.12, a seguir, mostra os efeitos que sofre a tensão incidente, após trafegar em uma linha de transmissão, para vários tipos de terminação desta linha. São mostradas, graficamente, em termos de diagramas de espaço e tempo, terminações como circuito aberto, resistor, curto-circuito e centelhador.

Pontos de descontinuidade podem ser estudados como se fossem parte de circuitos com parâmetros concentrados. Assim a terminação em resistência (R), de uma linha de parâmetros distribuídos de impedância de surto Z, através da qual trafega uma onda incidente V_a, conforme é mostrado na Figura 1.13.a, pode ser analisada com o circuito de parâmetros concentrados apresentado na Figura 1.13.b



(a) Linha com terminal em aberto; onda refletida igual à onda incidente
(b) Linha conectada a uma resistência igual à sua impedância de surto; não há onda refletida
(c) Terminação em curto-circuito; onda refletida é igual e tem sinal contrário à onda incidente
(d) Terminação é um centelhador

Figura 1.12 - Representação, no Espaço e no Tempo, de Ondas de Tensão Trafegantes Incidentes em Diferentes Terminações de Linha

Uma vez que R e Z são ambos reais, e dimensionalmente iguais a ohms, a tensão no ponto de terminação ou de descontinuidade é:

$$V_T = \frac{R}{R + Z} \cdot 2\,V_a \qquad (1.75)$$

onde V_T é a tensão resultante, no ponto de descontinuidade, pela superposição das ondas incidentes e refletida, V_a e V_r, respectivamente.

Se a resistência R fosse outra linha de parâmetros distribuídos, V_T representaria a onda refratada que se propagaria ao longo desta outra linha.

Pode-se escrever para terminações gerais, de uma linha de transmissão, que as ondas de tensão e corrente incidentes terão:

Coeficiente de reflexão da tensão $= \dfrac{R - Z}{R + Z}$

Coeficiente de refração da tensão $= \dfrac{2R}{R + Z}$

Se a onda analisada for a de corrente:

Coeficiente de reflexão da corrente $= -\dfrac{(R - Z)}{R + Z}$

Coeficiente de refração da corrente $= \dfrac{2Z}{R + Z}$

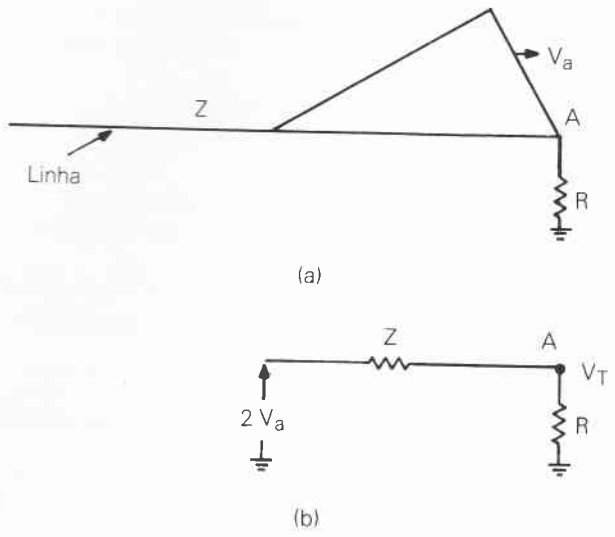


Figura 1.13 - Circuito Equivalente em Parâmetros Concentrados, para Análise de Pontos de Descontinuidade em Estudos de Ondas Trafegantes

4 Diagramas de Treliças

Num sistema elétrico real, com uma série de linhas interligadas e com inúmeras terminações, o estudo de ondas trafegantes torna-se bastante complexo. Normalmente, os estudos de sobretensões para os sistemas elétricos são realizados com o auxílio de computadores digitais ou de analisadores transitórios de redes.

Antes de se ter estas ferramentas disponíveis, Bewley [8] propôs uma representação gráfica, adequada para o estudo de ondas trafegantes, através de diagramas de espaço-tempo, chamados de diagramas de treliças, que tiveram larga aceitação.

A representação gráfica, desenvolvida por Bewley, dá margem a uma apresentação mais clara dos conceitos básicos do desenvolvimento de tensões, por ondas trafegantes, do ponto de vista didático.

Um sistema típico para o qual se pode mostrar, de forma simplificada, o estabelecimento de um diagrama de treliças é o apresentado na Figura 1.14. Este sistema é formado por uma linha de transmissão, com impedância de surto Z, ligada, numa extremidade, a uma fonte ideal de tensão de impedância interna zero, através de um disjuntor, e, na outra extremidade, a uma resistência R.

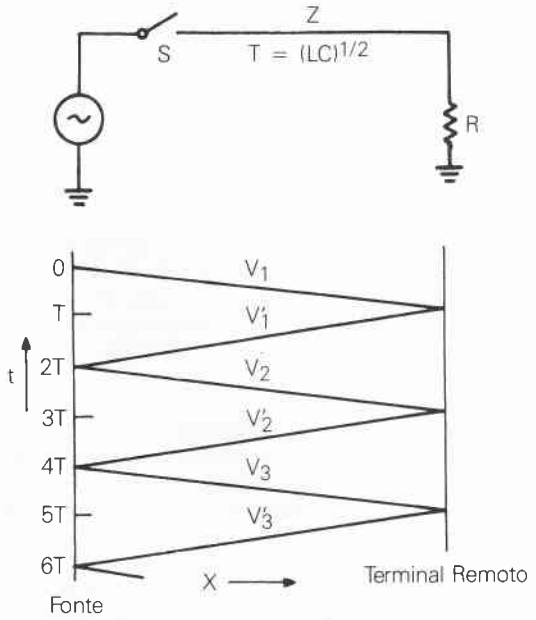


Figura 1.14 - Diagrama de Treliças para uma Linha de Transmissão Monofásica Terminada em uma Resistência R.

Um surto de tensão de amplitude V começará a trafegar na linha de transmissão, em seguida ao fechamento do disjuntor (s), em direção à extremidade da linha onde está conectada a resistência. Se a impedância de surto da linha é Z e a onda de corrente trafegando na linha tem magnitude I, pode-se escrever que a onda de tensão V relaciona-se com a corrente I pela expressão abaixo:

$$V = Z \cdot I \tag{1.76}$$

Atingindo o ponto de descontinuidade, entre a impedância de surto e a resistência, no terminal remoto da linha, as ondas trafegantes são, parcialmente, refletidas para a linha, parcialmente transmitidas através da resistência. Chamando-se de V_α e I_α as ondas de tensão e corrente refletidas, pode-se escrever que, na sua propagação na direção reversa ao longo da linha, elas se relacionam pela expressão abaixo:

$$V_\alpha = -Z \cdot I_\alpha \tag{1.77}$$

As ondas de tensão e corrente transmitidas através da resistência (R), com magnitudes V_β e I_β, se relacionam, também, pela expressão abaixo:

$$V_\beta = R \cdot I_\beta \tag{1.78}$$

No ponto de interconexão entre a linha e a resistência pode-se escrever:

$$I_\beta = I + I_\alpha \tag{1.79}$$

$$V_\beta = V + V_\alpha \tag{1.80}$$

$$V_\alpha = \alpha_1 V \tag{1.81}$$

$$V_\beta = \beta_1 V \tag{1.82}$$

Os coeficientes de reflexão e refração da tensão em ambos os terminais são:

Coeficiente de Reflexão no Terminal Remoto $= \alpha_1 = \dfrac{R - Z}{R + Z}$

Coeficiente de Refração no Terminal Remoto $= \beta_1 = \dfrac{2R}{R + Z}$

Coeficiente de Reflexão no Terminal da Fonte $= \alpha_2 = \dfrac{Z_{fonte} - Z}{Z_{fonte} + Z} = -1$

Coeficiente de Refração no Terminal da Fonte $= \beta_2 = \dfrac{2Z_{fonte}}{Z_{fonte} + Z} = 0$

Os coeficientes de reflexão e refração se relacionam:

$$\beta_1 = 1 + \alpha_1 \tag{1.83}$$

$$\beta_2 = 1 + \alpha_2 \tag{1.84}$$

Ao se traçar o diagrama de treliças, para o sistema elementar mostrado na Figura 1.14, faz-se o eixo horizontal proporcional ao tempo de trânsito das ondas trafegantes na linha. Esta medida é, particularmente, interessante para as situações em que se traçar diagramas de treliças em sistemas onde se tenha a ligação em série de diferentes linhas de transmissão ou de linhas de transmissão com cabos. O eixo vertical deverá ser graduado em segundos (ou microssegundos) ou em unidades iguais ao tempo de trânsito das ondas trafegantes, de uma extremidade a outra da linha. Este tempo de trânsito é $T = (LC)^{1/2}$, onde L e C são a indutância e capacitância total da linha.

$V_1 = V =$ onda incidente no terminal remoto.

$V_1' = \alpha_1 V_1 = \alpha_1 V =$ reflexão de V_1 no terminal remoto

$\alpha_1 =$ coeficiente de reflexão no terminal remoto

$V_2 = \alpha_2 V_1' = \alpha_1\alpha_2 V_1 =$ reflexão de V_1' no terminal da fonte

$\alpha_2 =$ coeficiente de reflexão no terminal da fonte

$V'_2 = \alpha_1 V_2 = \alpha_1^2\alpha_2 V_1 =$ reflexão de V_2 no terminal remoto

Em qualquer tempo, o valor da tensão de surto em qualquer ponto da linha é obtido pela soma algébrica das ondas incidentes e refletidas que já passaram por este ponto, em ambas as direções, até o instante em que se quer determinar a tensão. As ondas incidentes, refletidas e transmitidas são idênticas em forma.

No terminal remoto da linha tem-se, com relação à tensão:

$t < T$ tensão $= 0$

$T < t < 3T$ tensão $=$

$= \beta_1 V_1 = \beta_1 V = V_1 + \alpha_1 V_1 = V + \alpha_1 V$

$3T < t < 5T$ tensão $=$

$= \beta_1(V_1 + V_2) = \beta_1(1 + \alpha_1\alpha_2)V$

$5T < t < 7T$ tensão $=$

$= \beta_1(V_1 + V_2 + V_3) = \beta_1(1 + \alpha_1\alpha_2 + \alpha_1^2\alpha_2^2)V$

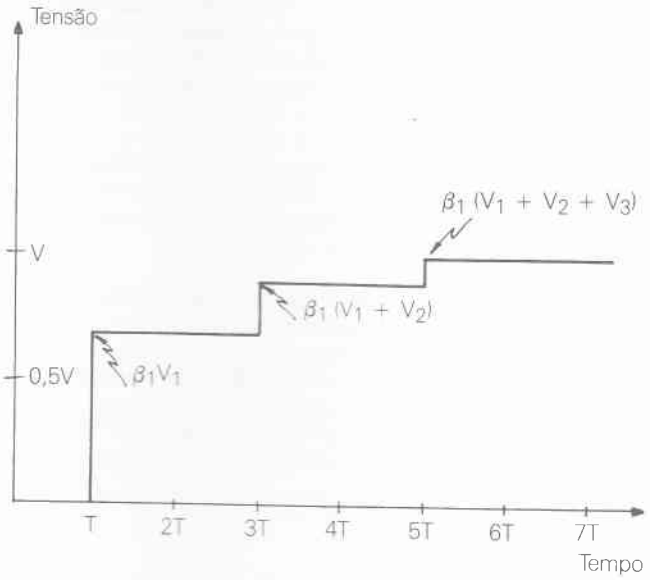
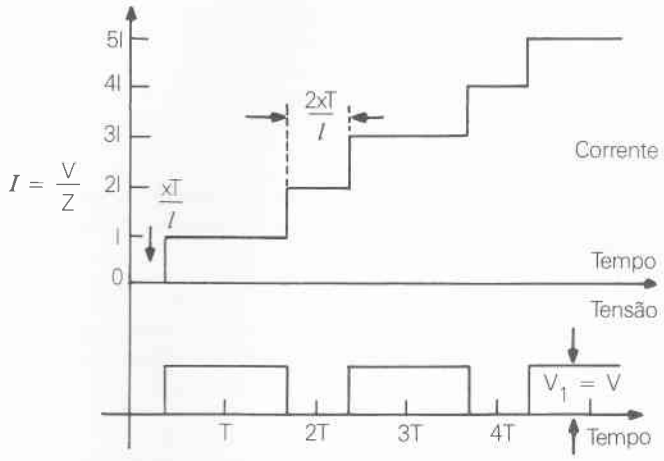


Figura 1.15 - Perfil de Tensão no Terminal Remoto da Linha (R = Z/2)

Os diagramas de treliças podem igualmente ser traçados para a corrente. As ondas de corrente podem ser obtidas diretamente das ondas de tensão através da relação $I = V/\pm Z$. A escolha do sinal dependerá da direção de tráfego da onda, como foi explicado anteriormente.

Supondo um curto-circuito no terminal remoto da linha (R=O), tem-se que o coeficiente de reflexão neste terminal é $\alpha_1 = -1$. Assim, a tensão refletida pela primeira vez no terminal remoto é $V_1 = -V_1 = -V$. Esta onda de tensão estará associada a uma onda de corrente de sinal oposto, uma vez que está trafegando na direção reversa (sentido negativo). Tem-se, então, $I_1 = -V/-Z = V/Z$. A onda de corrente refletida pela primeira vez dobra o valor da corrente. No terminal da fonte isto se repete e a corrente tem outra variação igual a V/Z. Este processo se repete a cada reflexão. A corrente e tensão em um ponto localizado a uma distância x do terminal da fonte como função do tempo estão mostrados na Figura 1.16.



T = tempo de tráfego total na linha
l = comprimento total da linha
Z = impedância de surto da linha

Figura 1.16 - Perfis de Tensão e Corrente em um Ponto a uma Distância x do Terminal da Fonte. Terminal Remoto Curto-Circuitado

5 Método das Características

A propagação de surtos em sistemas hidráulicos foi estudada inicialmente por O. Schnyder e, posteriormente, por L. Bergeron [13]. Ambos desenvolveram métodos gráficos com esta finalidade. A partir da utilização destes métodos para estudo da propagação de surtos em sistemas hidráulicos ficou bastante claro que os mesmos tinham direta aplicação na análise da propagação de surtos em sistemas de potência.

Na sua adaptação para o estudo da propagação de ondas em linhas de transmissão, o método de Bergeron teve algumas semelhanças, em objetivo e faixa de aplicação, com os diagramas de treliças descritos no item anterior. Existem, entretanto, claras diferenças entre ambos em conceito e formulação.

Os diagramas de treliças são traçados em termos de ondas trafegantes de tensão e corrente. Muito freqüentemente apenas ondas de tensão são consideradas nos diagramas.

O método de Bergeron, por outro lado, é baseado em combinações lineares de ondas de corrente e tensão. Estas combinações são chamadas de "características". O método é conhecido, também, como método das características.

Para ondas de tensão e corrente, de amplitudes V e I, respectivamente, propagando-se através de uma linha com impedância de surto Z, a "característica" associada com a propagação direta é obtida a partir de V + ZI. A "característica" relacionada com a propagação reversa, das ondas refletidas, é dada por V − ZI.

Mostrou-se anteriormente (item 3) que as ondas de tensão ou corrente trafegantes em uma linha de transmissão sem perdas podem ser expressas como uma combinação de uma onda direta, de tensão ou corrente, com outra onda reversa, também de tensão ou corrente. Estas ondas propagam na linha com uma velocidade de tráfego igual a v_t.

$$V(x,t) = F_1(x - v_t t) + F_2(x + v_t t) \tag{1.85}$$

$$I(x,t) = \frac{1}{Z}\left[F_1(x - v_t t) - F_2(x + v_t t)\right] \tag{1.86}$$

A partir de (1.85) e (1.86) e das "características" do método de Bergeron pode-se escrever:

$$V(x,t) + Z \cdot I(x,t) = 2 \cdot F_1(x - v_t t) \tag{1.87}$$

$$V(x,t) - Z \cdot I(x,t) = 2 \cdot F_2(x + v_t t) \tag{1.88}$$

com

$$F_1(x - v_t t) = 0 \quad \text{para} \quad x - v_t t < 0$$

$$F_2(x + v_t t) = 0 \quad \text{para} \quad x + v_t t < 0$$

Simplificadamente, pode-se escrever as equações (1.87) e (1.88) da seguinte forma:

$$V + ZI = 2\,F_1(x - v_t t) \tag{1.87a}$$

$$V - ZI = 2\,F_2(x + v_t t) \tag{1.88a}$$

Para ondas trafegantes diretas (ou reversas) a relação corrente-tensão, para tempos ou posições específicas na linha de transmissão, tais que $x - v_t t$ (ou $x + v_t t$) seja constante, é uma linha reta. Para melhor entendimento suponha que A e C sejam pontos equidistantes, a uma distância l, do ponto B conforme é mostrado na Figura 1.17, e que no tempo t_1, comecem a trafegar a partir dos pontos A e C ondas de tensão e corrente conhecidas. A impedância de surto dos trechos de linha AB e BC é Z.

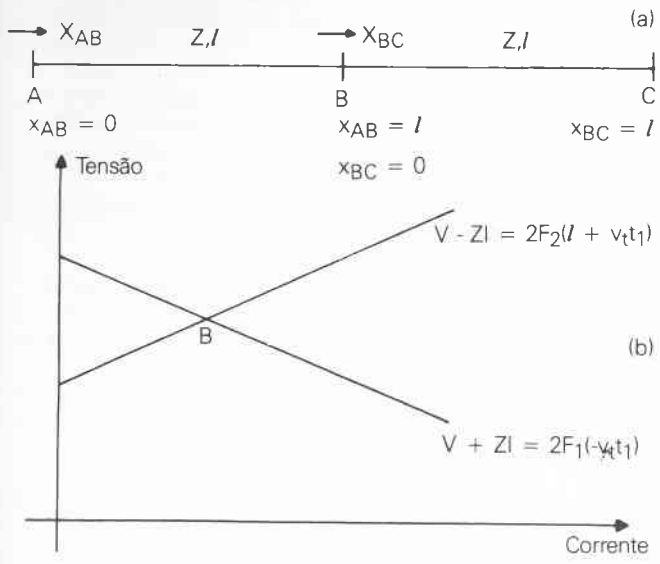


Figura 1.17a - Linha de Transmissão Dividida em duas Seções de Comprimento l (b) Características Corrente-Tensão

Em A, no tempo $t = t_1$:

$$V + ZI = 2\,F_1(-V_t \,.\, t_1) = \text{constante} \qquad (1.89)$$

Em B, num tempo $t = t_2$, tal que

$$l - v_t \cdot t_2 = -\,v_t t_1 \text{ ou } t_2 = t_1 + l/v_t \qquad (1.90)$$

$$V + ZI = 2\,F_1(x - v_t\,t_2) = 2\,F_1\left[l - v_t(t_1 + l/v_t)\right] \qquad (1.91)$$

$$V + ZI = 2\,F_1\,(l - v_t t_1 - l) \qquad (1.92)$$

$$V + ZI = 2\,F_1\,(-v_t t_1) = \text{constante} \qquad (1.93)$$

A relação corrente-tensão para o ponto B dada pela equação (1.93) é a mesma que para o ponto A dada pela equação (1.89).

Similarmente, em C, no tempo $t = t_1$:

$$V - ZI = 2\,F_2\,(l + v_t t_1) \qquad (1.94)$$

Novamente, em B, num tempo $t = t_3$, tal que

$$l + v_t \cdot t_1 = v_t\,t_3 \quad \text{ou} \quad t_3 = t_1 + l/v_t = t_2 \qquad (1.95)$$

$$V - ZI = 2\,F_2(x + v_t \cdot t_3) =$$

$$= 2 \cdot F_2\left[0 + v_t(t_1 + l/v_t)\right] \qquad (1.96)$$

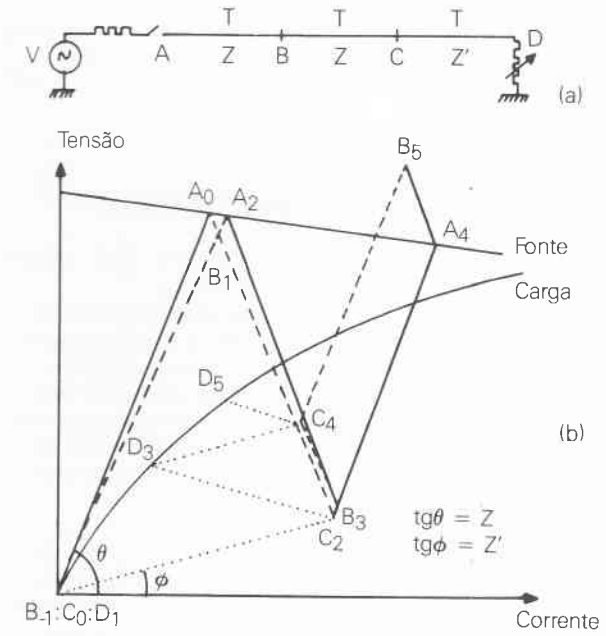
$$V - ZI = 2\,F_2\,(l + v_t t_1) \qquad (1.97)$$

A relação corrente-tensão para o ponto B dada pela equação (1.97) é a mesma que para o ponto C dada por (1.94).

No ponto B, num tempo $t = t_2 = t_3$, a corrente e a tensão, cujas relações (características) são definidas pelas equações (1.93) e (1.97), estarão sobre a interseção das mesmas, conforme mostrado na Figura 1.17b.

Ao se aplicar o método, as linhas precisam ser divididas em seções com o mesmo tempo de tráfego. Assim no exemplo da Figura 1.18a é necessário se introduzir o ponto B, equidistante aos pontos A e C.

O método é mostrado na Figura 1.18b onde, para melhor entendimento, a impedância de surto da seção BC é tomada ligeiramente diferente da seção AB.



Z = impedância de surto dos trechos AB e BC
Z' = impedância de surto do trecho CD
T = tempo de tráfego nos trechos AB, BC e CD que têm comprimentos iguais.

Figura 1.18 - Exemplo do Método das Características (a) Sistema Estudado (b) Características Corrente-Tensão

Se a chave é fechada num tempo igual a zero então em B, num tempo t = -T, as ondas reversas de corrente e tensão trafegando em direção a A são zero, como indicado na Figura 1.18b pelo ponto B_{-1}. Então no tempo t = 0 a corrente e a tensão no ponto A estão na reta de inclinação θ que passa pela origem. Como a corrente e a tensão precisam também estar na característica da fonte o ponto A_0 é obtido. Então no tempo t = 0, a corrente e a tensão da onda direta trafegando a partir do ponto A (na linha, Figura 1.18a) estão sobre o ponto A_0 (na Figura 1.18b). No mesmo tempo, no ponto C (Figura 1.18a), a onda reversa trafegando em direção a B é zero, como indicado pelo ponto C_0.

Num tempo t = T, a corrente e a tensão no ponto B estão no ponto B_1. Da mesma forma em D, para t = T a onda reversa trafegando em direção a C é zero, e estão sobre o ponto D_1.

Em C, no tempo t = 2T a corrente e a tensão estão sobre a reta de inclinação ϕ que passa pela origem, no ponto C_2.

Com este procedimento o diagrama pode ser traçado, com a corrente e tensão, nos pontos identificados, sendo obtidas em intervalos de tempo iguais a 2T.

Como nos diagramas de treliças, os elementos indutivos e capacitivos concentrados são representados por linhas curtas. Para solução em computadores digitais as equações são resolvidas numericamente, e não graficamente como se mostrou acima. A resistência série das linhas é representada por resistores concentrados ao final de cada seção. Isto acarreta a introdução de nós adicionais para os quais as equações relevantes são estabelecidas e resolvidas.

Para linhas polifásicas, da mesma forma que nos diagramas de treliças, as componentes de fase são transformadas em componentes modais. Cada componente modal é tratado independentemente, como se fosse uma linha monofásica.

6 Bibliografia

[1] Greenwood, Allan - "Electrical Transients in Power Systems", Willey-Intersciense, 1971.

[2] McCollum, Paul A. and Brown, Buch F. — "Laplace Transform Tables and Theorems", Holt, Rinehart and Winston, 1965.

[3] Coleção Schaum — "Manual de Fórmulas e Tabelas Matemáticas", McGraw — Hill do Brasil, 1979.

[4] Knable, Alvin H. — "Electrical Power Systems Engineering — Problems and Solutions", McGraw-Hill Book Company, 1974.

[5] Guimarães, Ademir C. e Oliveira, José Carlos de — "Sobretensões nos Sistemas Elétricos", CESE/80 — Apostilha do Curso de Engenharia de Sistemas Elétricos, Convênio ELETROBRÁS-EFEI, 1980.

[6] Hedman, D.E. — "Teoria das Linhas de Transmissão I e II", Curso de Engenharia em Sistemas Elétricos de Potência — Série P.T.I., Universidade Federal de Santa Maria, 1978.

[7] Hedman, D.E — "Coordenação de Isolamento", Curso de Engenharia em Sistemas Elétricos de Potência — Série P.T.I., Universidade Federal de Santa Maria, 1978.

[8] Bewley, L.V. — "Travelling Waves on Transmission Systems", Dover Publications, Inc., New York, 1963.

[9] Greenwood, Allan and Lee, T.H. — "Generalized Damping Curves and Their Use in Solving Power Switching Transients", Trans. IEEE, Vol. 82, Part III, 1963.

[10] IEEE Tutorial Course — "Digital Simulation of Electrical Transient Phenomena" — Course Text 81 EHV 173-5-PWR.

[11] IEEE Tutorial Course — "Surge Protection in Power Systems" — Course Text 79 EH0144-6-PWR.

[12] Hedman, D.E. — "Transmission Line Theory II — Traveling Waves and Transients", Power Technology Course, P.T.I., Schenectady, New York, 1974.

[13] Humpage, W. Derek and Wong, Kit-Po — "Electromagnetic Transient Analysis in EHV Power Networks", IEEE, Vol. 70, nº 4, April 1982.

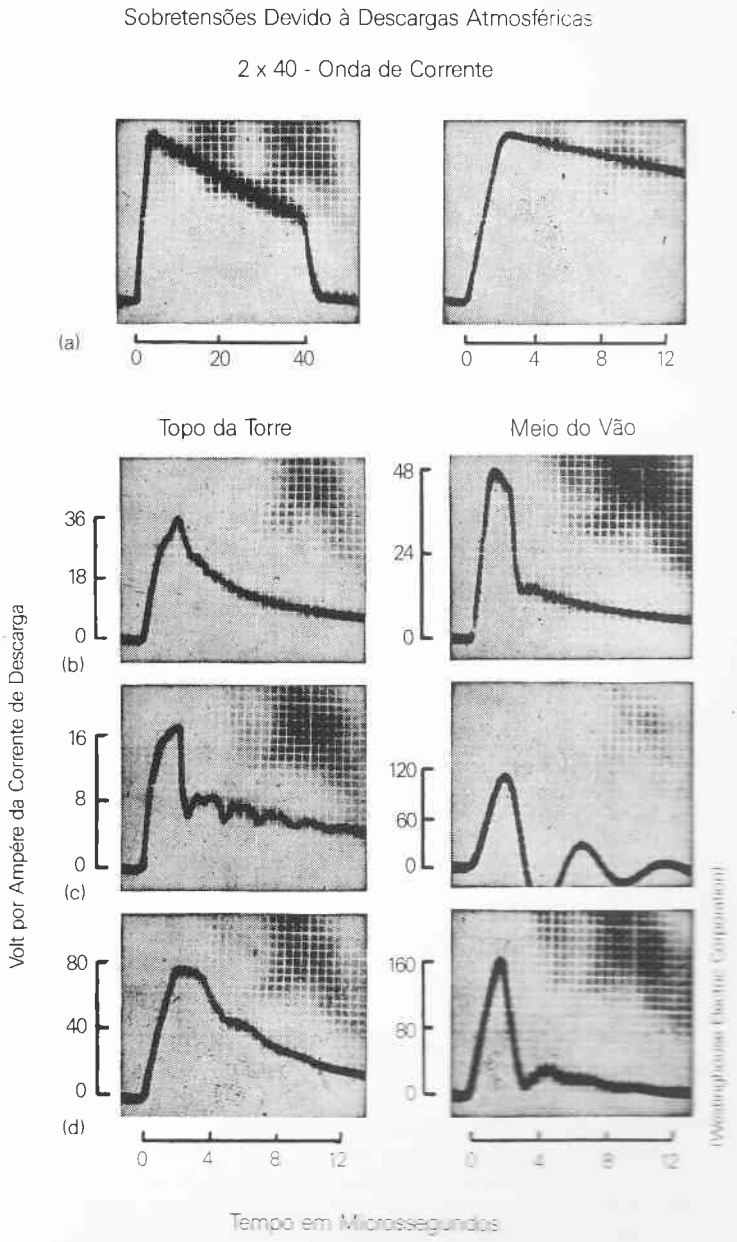
[14] Bickford, J.P., Mullineux, N. and Reed, J.R. — "Computation of Power System Transients", Peter Peregrinus Ltd, 1980.

[15] Westinghouse Electric Corporation - "Electric Transmission and Distribution Reference Book", East Pittsburgh, Pennsylvania, 1964.

Capítulo 2

Estudos de Sobretensões - Objetivos e Conceitos Básicos

Roberto Vaisman



1 Introdução

Este capítulo tem por finalidade apresentar as diversas sobretensões que podem ocorrer em um sistema de transmissão de energia elétrica.

Sobretensão é uma tensão variável com o tempo, entre uma fase e terra ou entre fases, cujo valor de crista é superior ao valor de crista da tensão máxima de um sistema ($U_m\sqrt{2}/\sqrt{3}$ ou $U_m\sqrt{2}$ respectivamente). Dois tipos se distinguem: externas e internas. A diferença entre ambas depende somente da localização dos eventos que as causaram.

As sobretensões externas são originadas fora do sistema considerado, sendo sua principal fonte as descargas atmosféricas, enquanto que as internas são causadas por eventos dentro do sistema de potência em si, como por exemplo manobras de disjuntores ou curtos-circuitos.

Baseada no grau de amortecimento e no tempo de duração, pode ser feita uma distinção entre três categorias de sobretensão:

- Sobretensões Temporárias
- Sobretensões de Manobra
- Sobretensões Atmosféricas

Não podem ser estabelecidos limites definidos de transição entre estes grupos, uma vez que certos fenômenos podem causar sobretensões que se enquadram em uma ou outra classe. Como exemplo, pode-se citar:

a. A energização de uma linha terminada em transformador dá origem a uma sobretensão que pode ser considerada como de manobra ou temporária, dependendo do grau de amortecimento das cristas sucessivas (isto é, dos parâmetros do circuito).

b. Um surto atmosférico transferido através de um transformador pode produzir, no lado secundário, ondas de curta duração similares àquelas devidas à operação de manobra.

c. Reignição através dos espaçamentos dielétricos de equipamentos de manobra pode dar origem a sobretensões com taxas de crescimento elevadas similares àquelas devidas às descargas atmosféricas.

2 Conceitos Básicos

A determinação das sobretensões que podem ocorrer em um sistema de transmissão é de fundamental importância, uma vez que fornece subsídios para a coordenação de isolamento de linhas e subestações, assim como para a especificação dos equipamentos.

Desta forma, o conhecimento das características de cada uma das categorias das sobretensões, classificadas anteriormente, deve ser a base para a elaboração de um projeto de um sistema econômico que opere de maneira confiável.

2.1 Sobretensão Temporária

Sobretensão temporária é uma sobretensão fase-terra ou entre fases, em um dado ponto do sistema, oscilatória, de duração relativamente longa e fracamente amortecida ou não amortecida.

Desta forma, mesmo que as amplitudes destas sobretensões sejam inferiores às de outros tipos de sobretensões, elas podem ser determinantes no projeto tanto da isolação interna como também da isolação externa dos equipamentos.

As sobretensões temporárias são geralmente causadas por:

a. Manobras, como por exemplo rejeição de carga

b. Faltas, como por exemplo curto-circuito monofásico

c. Fenômenos não-lineares, como por exemplo ferro-ressonância

d. Efeito Ferranti

Podem ser caracterizadas por:

- Amplitude - Em regra geral inferior a 1,5 p.u.
- Freqüência de Oscilação - Freqüência menor, igual ou maior que a fundamental
- Duração Total - Tempo de duração superior a dezenas de milissegundos.

2.2 Sobretensão de Manobra

Sobretensão de manobra é uma sobretensão fase-terra ou entre fases, em um dado ponto do sistema, devido à operação de um equipamento de manobra, falta ou outra causa, cuja forma de onda, para fins de coordenação de isolamento, é similar à onda de impulso de manobra

utilizada para ensaio. Tal sobretensão é em geral fortemente amortecida e de curta duração.

A expressão "curta duração" usada nesta definição serve para caracterizar esta sobretensão quanto ao tempo de frente de onda e o tempo até o meio valor. Com base nestes dois parâmetros, é feita uma distinção arbitrária entre sobretensão de manobra e atmosférica. Assim, sobretensões com tempo de frente entre 100 e 500 μs (que correspondem às freqüências entre 10 kHz e 2 kHz) e com o tempo até o meio valor da ordem de 2500μs, são geralmente consideradas como sobretensões de manobra.

O propósito desta definição é enfatizar que uma dada sobretensão é classificada como de manobra baseada mais na sua forma de onda do que no tipo de fonte que lhe deu origem.

A distribuição destas sobretensões ao longo da isolação é aproximadamente igual àquela devida às sobretensões temporárias, porém não são repetitivas e somente uma crista, de qualquer polaridade, é normalmente significativa.

A amplitude e duração das sobretensões de manobra dependem dos parâmetros do sistema, da sua configuração e das condições em que ele se encontra no momento da manobra. Desta forma, para um mesmo sistema, a mesma operação pode resultar em valores diferentes para a sobretensão.

Como exemplo de sobretensões de manobra mais comuns, temos energização e religamento de linhas e aplicação e abertura de faltas.

2.2.1 Sobretensão de Manobra Máxima

É uma sobretensão de manobra cujo valor de crista é considerado como o máximo que pode ocorrer em determinado ponto do sistema sendo utilizado no método convencional de coordenação de isolamento, sendo em geral inferior a 4 p.u.

Entretanto, devido à aleatoriedade de vários eventos, entre eles o instante de fechamento dos pólos de um disjuntor, torna-se extremamente difícil prever a máxima sobretensão que irá ocorrer para uma manobra específica, sendo necessário recorrer a métodos estatísticos para descrever o comportamento da sobretensão. Como conseqüência deste fato, advém a definição que se apresenta a seguir:

2.2.2 Sobretensão de Manobra Estatística

É uma sobretensão de manobra, aplicada a um equipamento, devido a uma perturbação específica no sistema (energização, ocorrência de falta etc.), cujo valor de crista tem uma probabilidade de 2% de ser excedido.

2.3 Sobretensão Atmosférica

Sobretensão atmosférica é uma sobretensão fase-terra ou entre fases, em um dado ponto do sistema, devida a uma descarga atmosférica ou outra causa, cuja forma de onda pode ser considerada, para fins de coordenação de isolamento, similar a uma onda de impulso atmosférico normalizada utilizada em ensaios. Tal sobretensão é usualmente de duração muito curta e amplitude máxima da ordem de 6 p.u.

A expressão "duração muito curta" serve para caracterizar esta sobretensão com relação ao tempo de frente de onda e o tempo até o meio valor. Assim, as sobretensões com tempo de frente até 20 μs (que correspondem às freqüências maiores do que 50 kHz) e tempo até o meio valor da ordem de 50 μs são geralmente consideradas como surtos atmosféricos.

Devido à forte inclinação da frente de onda, estas sobretensões solicitam mais que as anteriores a isolação longitudinal de enrolamentos indutivos e, devido a sua curta duração, uma dada isolação poderá suportar uma solicitação ligeiramente maior.

Analogamente às definições 2.2.1 e 2.2.2 vistas anteriormente, pode-se definir de forma semelhante "Surto Atmosférico Máximo" e "Surto Atmosférico Estatístico".

A Figura 2.1 sintetiza as características dos três tipos de sobretensão conceituados com respeito à amplitude e tempo total de duração.

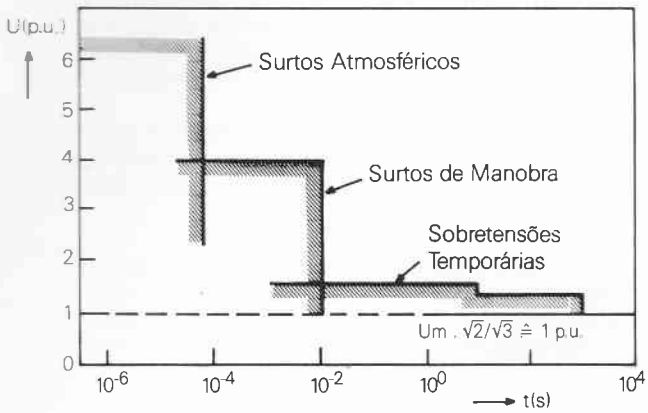


Figura 2.1 - Representação Esquemática dos Diferentes Tipos de Sobretensão num Sistema EAT [5]

3 Bibliografia

[1] Norma ABNT - NBR 6939 - Coordenação de Isolamento.

[2] Norma ABNT - NBR 8186 - Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento

[3] Transmission Line Reference Book - 345kV and Above/Second Edition - EPRI.

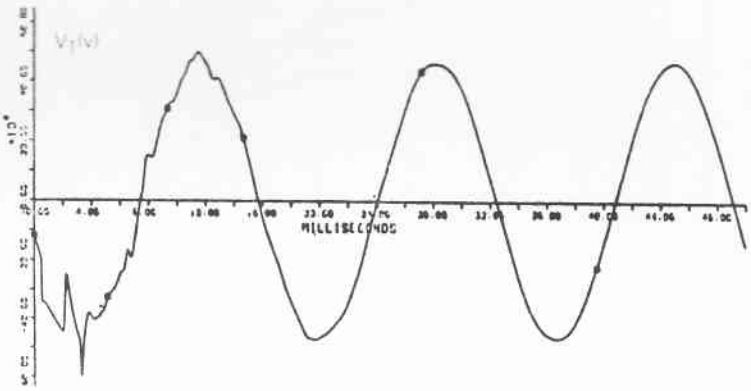
[4] W. Diesendorf - "Insulation Co-ordination in High Voltage Electric Power Systems". - Butterworth & Co (Publishers) Ltd, 1974

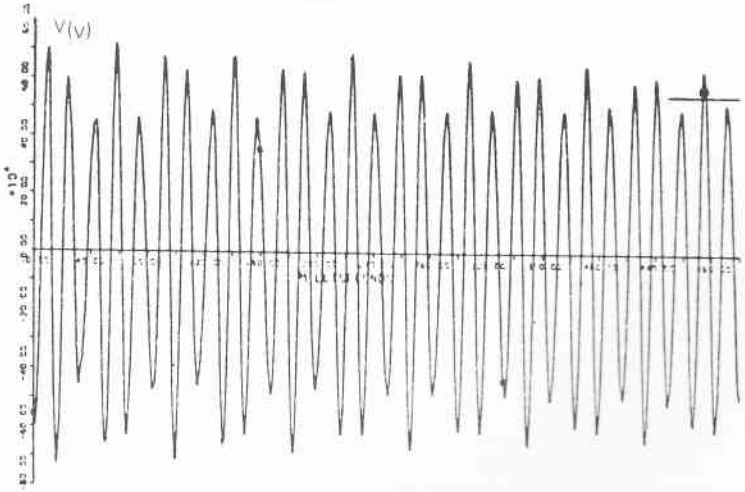
[5] Klaus Ragaller - "Surges in High-Voltage Networks". - Plenum Publishing Corporation, 1980

Capítulo 3

Sobretensões Temporárias

Roberto Vaisman
Sergio de Oliveira Frontin





1 Introdução

Conforme foi visto anteriormente, a principal característica das sobretensões temporárias é sua longa duração com baixo amortecimento. Estas sobretensões, também chamadas de sobretensões sustentadas, persistem no sistema até que o mesmo seja modificado ou que seja eliminada a causa que deu origem às sobretensões.

Desta forma, sua importância na coordenação de isolamento se dá no fato de que os equipamentos a elas submetidos terão que ser especificados de modo a suportá-las por muito tempo, uma vez que os pára-raios não são projetados, em regra geral, com o intuito de absorver toda a energia associada a estas sobretensões.

A seguir explana-se sobre algumas das principais causas do surgimento de sobretensões temporárias no sistema, procurando caracterizá-las também com relação a sua freqüência de oscilação.

2 Faltas para Terra

O tipo de falta mais comum que aparece em um sistema é o curto-circuito monofásico, sendo o bifásico e o trifásico, envolvendo ou não a presença da terra, muito menos freqüentes.

A ocorrência da falta fase-terra em um determinado ponto acarreta uma elevação da tensão nas fases sãs, cujo valor depende principalmente do grau de aterramento do sistema no ponto em questão. Esta condição de aterramento é expressa através do fator de falta para terra. Seu valor é independente do valor real da tensão de operação no local considerado, sendo calculado a partir das impedâncias de seqüência de fase. Ele traduz a relação entre o valor máximo eficaz de tensão fase-terra à freqüência industrial de uma fase não afetada durante a falta e o valor da tensão fase-terra à freqüência industrial no mesmo ponto, com a falta removida.

Para sistemas de neutro isolado, como por exemplo uma carga não aterrada suprida pelo delta de um transformador, as sobretensões nas fases sãs podem exceder a tensão fase-fase, ou seja, alcançar valores superiores a 1,73 p.u. Isto se deve ao fato de que na realidade este tipo de sistema é acoplado à terra através de suas capacitâncias distribuídas.

No caso de um sistema eficazmente aterrado, onde a relação entre a reatância de seqüência zero e a reatância de seqüência positiva é inferior a 3 ($X_0/X_1 \leqslant 3$) e a relação entre a resistência de seqüência zero e a reatância de seqüência positiva é inferior a 1 ($R_0/X_1 \leqslant 1$), as sobretensões nas fases sãs não alcançam 1,4 p.u., o que significa que podem atingir no máximo 80% da tensão fase-fase, conforme pode ser visto pela Figura 3.1, sendo $R_1 = R_2 = 0{,}1\ X_1$ e $X_1 = X_2$ (seqüência negativa).

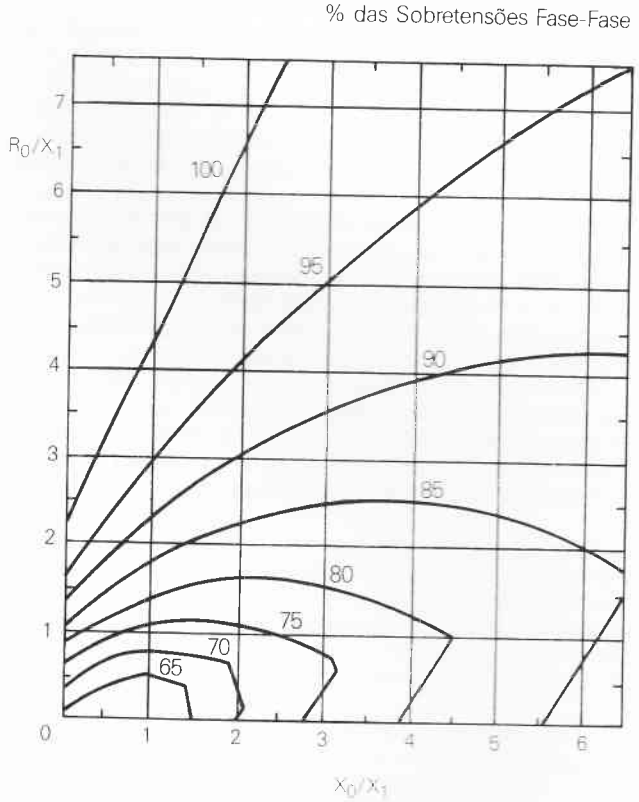


Figura 3.1 - Máximos Valores de Sobretensão Temporária Devido à Ocorrência de Faltas em Função das Reatâncias do Sistema [4]

A determinação do fator de falta para terra pode ser feita por três diferentes métodos. O primeiro deles, através de um programa digital (por exemplo o EMTP), resume-se simplesmente em seguir a definição. Consiste na montagem detalhada do sistema a ser estudado, representando-se todas as resistências, indutâncias e capacitâncias envolvidas, obtendo-se as tensões antes do defeito. Em seguida, aplica-se uma falta monofásica no local desejado, verificando-se a máxima tensão eficaz à freqüência industrial resultante em uma fase sã. Dividindo-se a tensão fase-terra após o curto pela tensão fase-terra antes do curto, calcula-se o fator de falta para terra para o ponto escolhido.

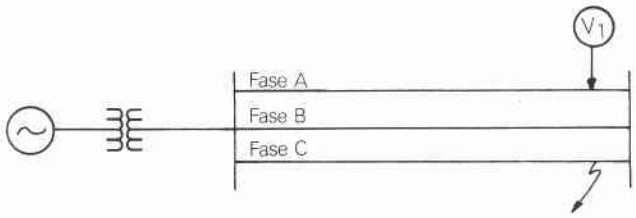
No segundo método, utilizando-se o mesmo programa digital, simulam-se faltas trifásica e monofásica, obtendo-se os valores das impedâncias equivalentes de seqüência

positiva (Z_1) e zero (Z_0) vistas do ponto em questão. Calculam-se então as relações R_0/X_1, X_0/X_1 e R_1/X_1, entrando-se em seguida nas curvas da Figura 3.1 ou em outras semelhantes, retirando-se o fator de falta para terra desejado.

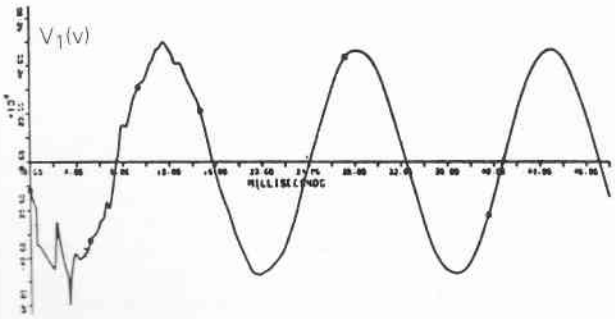
Por fim, no terceiro método, utilizam-se programas de cálculo de curto-circuito para a determinação das impedâncias X_1 e X_0 vistas do ponto, entrando-se em seguida nas curvas da Figura 3.1 ou análogas. Nestes programas atualmente em uso não são representadas resistências bem como capacitâncias, de modo que não se estará incluindo o efeito Ferranti das linhas e a razão R_0/X_1 não poderá ser calculada, assumindo-se igual a zero.

Em princípio há tantos valores particulares do fator de falta para terra em um determinado ponto quantas forem as possíveis configurações do sistema, porém o fator que caracteriza a localização é o maior destes valores. As configurações a serem consideradas são as existentes durante a falta; portanto, devem ser levadas em consideração aquelas modificações no sistema que possam ser produzidas pela própria falta, por exemplo, as devidas à operação de disjuntores. Em muitos sistemas, é suficiente considerar somente um valor do fator de falta para terra que cubra todas as localizações do sistema.

A forma de onda das sobretensões associada a este fenômeno é, em geral, senoidal à freqüência industrial, não amortecida, persistindo por muitos ciclos até que a falta seja removida, conforme é mostrada na Figura 3.2.



(a) Diagrama



(b) Forma de Onda da Tensão

Figura 3.2 - Aplicação de um Curto-Cirtuito Monofásico

3 Rejeição de Carga (Perda Súbita de Carga)

3.1 Introdução

Os estudos de rejeição de carga visam determinar as solicitações de tensão impostas aos equipamentos e analisar medidas corretivas e/ou operativas quando da ocorrência de perda repentina de carga no sistema.

Geralmente a análise deste problema é feita em duas etapas.

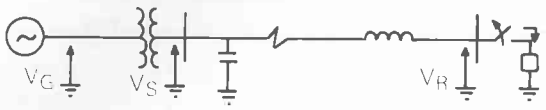
A primeira se refere à análise à freqüência fundamental para a qual são utilizados programas digitais de fluxo de potência e estabilidade. Aqui é avaliado parametricamente o efeito das reatâncias das máquinas, do sistema de excitação, compensação reativa e comprimento das linhas.

Na segunda etapa, uma análise mais refinada deverá ser realizada de modo a completar o estudo de sobretensões e formular as recomendações para a coordenação de isolamento. Esta análise tanto pode ser feita com o auxílio do analisador de transitórios (TNA) como através de programas de sobretensões transitórias (por exemplo EMTP). Nesta fase é possível verificar se os harmônicos produzidos pela saturação dos transformadores podem ser amplificados em algumas condições de ressonância, resultando em sobretensões maiores do que aquelas determinadas através dos estudos referentes à primeira etapa.

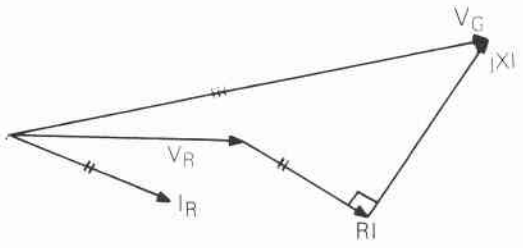
3.2 Conceituação dos Fenômenos Envolvidos

A perda súbita de uma carga causada, por exemplo, por uma operação indevida de um disjuntor, irá produzir uma elevação da tensão ao longo de todo o sistema, pois, com a conseqüente redução do fluxo de corrente, o efeito capacitivo das linhas se acentuará e a queda de tensão através das impedâncias se reduzirá. Além disto, há o fato dos geradores, por alimentarem em regra geral cargas indutivas, estarem operando superexcitados, o que faz com que sua tensão seja superior à das cargas (em torno de 100%).

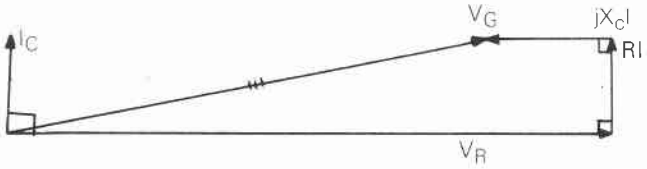
Este fenômeno pode ser melhor visualizado através da Figura 3.3, onde se apresenta um sistema radial em que ocorreu uma perda súbita de carga com os respectivos diagramas vetoriais representativos das condições pré e pós-manobra.



(a) Rejeição de Carga em Sistema Radial



(b) Diagrama Vetorial antes da Rejeição



(c) Diagrama Vetorial depois da Rejeição

Figura 3.3 - Rejeição de Carga

Considera-se que a tensão interna do gerador permanece constante no instante subseqüente à rejeição.

Outro fator que também contribui para a elevação da tensão é a aceleração experimentada pelos geradores, após a ocorrência da rejeição, acarretando num aumento da freqüência. Este fato pode ser demonstrado pela fórmula aproximada mostrada a seguir, onde se desprezaram as perdas e o curto período subtransitório:

$$V_S = \frac{f/f_0 \, V_G}{1 - \frac{f}{f_0} \left(\frac{X_S}{X_C}\right)}$$

Sendo:

f — freqüência instantânea

f_0 — freqüência nominal do sistema

X_S — reatância entre a tensão V_G e V_S (normalmente igual à soma da reatância transitória do gerador com a reatância do transformador) à freqüência f

X_C — reatância capacitiva equivalente vista nos terminais da máquina à freqüência f.

A maior dificuldade na utilização desta fórmula é a determinação de f. Para o caso de turbogeradores, a máxima sobrevelocidade é da ordem de 10% e ocorre em menos de 1 segundo. Para este tempo, o fluxo no rotor praticamente não variou e a máxima sobretensão pode ser calculada pela fórmula acima, utilizando para valor da freqüência aquela correspondente à máxima sobrevelocidade.

No caso de hidrogeradores, para a condição de rejeição total, esta sobrevelocidade pode atingir a 37%, porém levando em torno de 3 a 4 segundos para alcançá-la. Desta forma, a freqüência instantânea f da fórmula acima pode ser estimada assumindo-se um crescimento linear até o instante da máxima tensão.

Após um período transitório em que as sobretensões resultantes são dependentes somente das características do sistema, os reguladores de velocidade e tensão atuarão então no sentido de minorar os valores destas sobretensões, tentando restabelecer as condições normais de operação.

Em regra geral, as sobretensões decorrentes do fenômeno de rejeição têm uma forma senoidal à freqüência industrial, sendo grandemente influenciadas pelo comprimento das linhas, pela potência de curto-circuito do sistema e pela geração de reativos das linhas que é determinada pelo seu grau de compensação série e em derivação (shunt). A dependência destes fatores está ilustrada na Figura 3.4, onde se desprezaram as perdas.

Sendo:

1-1' - Linha sem compensação

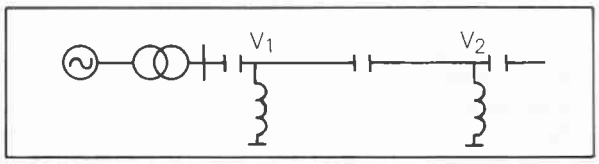
2 - Linha com 50% de compensação capacitiva série

3-3' - Linha com 50% de compensação capacitiva série e 70% de compensação indutiva em derivação

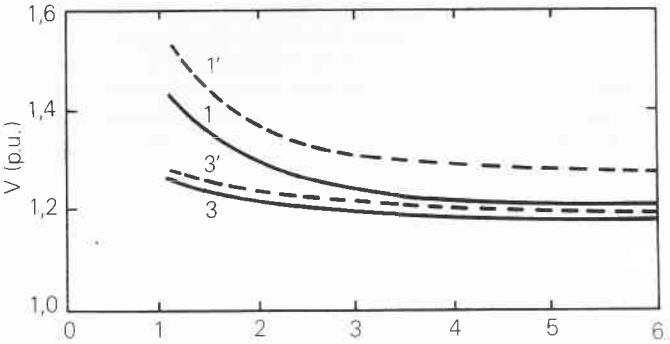
1,2,3 - Lado emissor

1',3' - Lado receptor

A Figura 3.5 apresenta o diagrama unifilar e as formas de onda das sobretensões para o lado emissor (V_1) e receptor (V_2) resultantes da abertura do disjuntor assinalado, com a conseqüente rejeição de carga, não considerando a atuação da regulação.

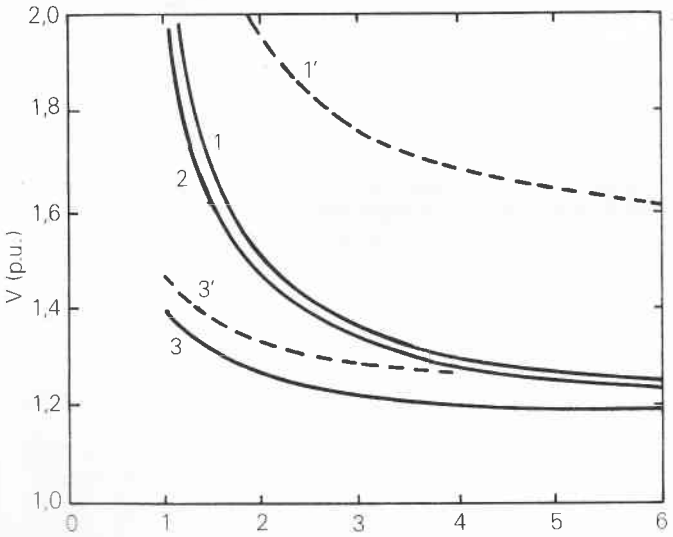


(a) Diagrama



Potência de curto-circuito do lado emissor (x 10^3) - MVA

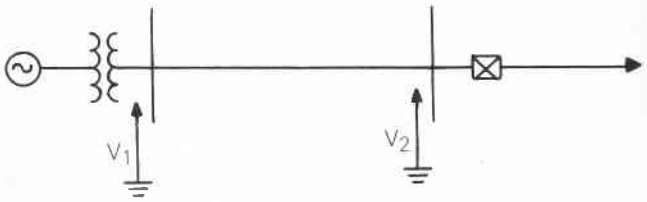
(b) Linha de 300 km



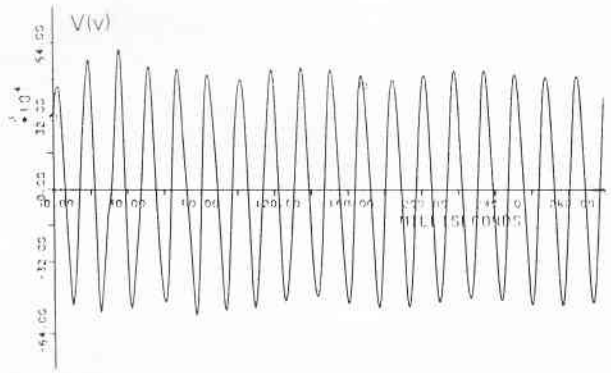
Potência de curto-circuito do lado emissor (x 10^3) - MVA

(c) Linha de 600 km

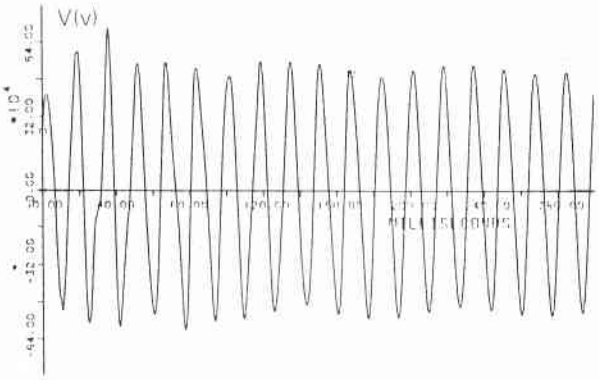
Figura 3.4 - Tensão à Freqüência Industrial Devido à Ocorrência de Rejeição de Carga [3]



(a) Diagrama



(b) Lado emissor



(c) Lado receptor

Figura 3.5 - Forma de Onda da Tensão para Rejeição de Carga

3.3 Métodos de Estudo

Os métodos empregados num estudo de rejeição podem ser estabelecidos a partir da divisão fictícia de uma onda de sobretensão de rejeição de carga em três regiões distintas, conforme mostra a Figura 3.6.

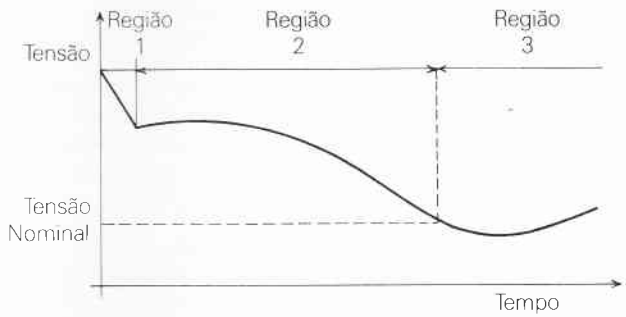


Figura 3.6 - Sobretensão Devida à Rejeição de Carga

A região 1 é a região onde se verifica o transitório inicial subseqüente à abertura dos disjuntores, que tem a forma de um surto de manobra e a duração típica de 1 a 2 ciclos.

Esta sobretensão é estudada com auxílio de Analisador Transitório de Redes ou EMTP, simulando-se a seqüência de interrupção das fases, que pode ser variada (ABC, CBA) buscando-se a maior tensão resultante. A corrente é interrompida nos zeros sucessivos e os surtos subseqüentes são medidos e registrados.

A região 2 é a sobretensão sustentada que ocorre nos instantes iniciais após a rejeição. Esta sobretensão é imediata e depende da tensão interna das máquinas, crescendo em seguida antes que os sistemas de regulação possam trazer a tensão para o seu valor normal.

Para obtenção dos valores de tensão nesta região, inicialmente é feita uma análise à freqüência industrial com a utilização de programas digitais de fluxo de potência e estabilidade. Determinam-se as excursões das tensões no sistema e nas máquinas (E'') em função do tempo e da freqüência.

Devido à presença de transformadores e reatores no sistema, além da tensão a 60 Hz ter-se-ão harmônicos que podem aumentar severamente os níveis de tensão. Além disto, a interação entre as capacitâncias das linhas em vazio e as reatâncias indutivas podem levar o sistema à ferro ressonância. Estas são as razões para se completar o estudo anteriormente realizado com auxílio de um analisador de transitórios ou programa de transitórios (EMTP).

Duas metodologias podem ser seguidas.

A primeira consiste em usar o conhecimento do comportamento das tensões das máquinas em função da freqüência (obtido do programa de estabilidade) e reproduzi-lo no TNA ou EMTP, observando as tensões encontradas, já com o sistema representado de maneira mais apurada.

A segunda alternativa é simplesmente variar a tensão e freqüência das fontes equivalentes em busca das regiões de ferro-ressonância.

A Figura 3.7 mostra um exemplo do levantamento desta região realizado no TNA. Com as curvas de variação da tensão subtransitória com a freqüência (e tempo) obtidas através de um programa de estabilidade, podem-se visualizar as possibilidades de ocorrência de ferro-ressonância.

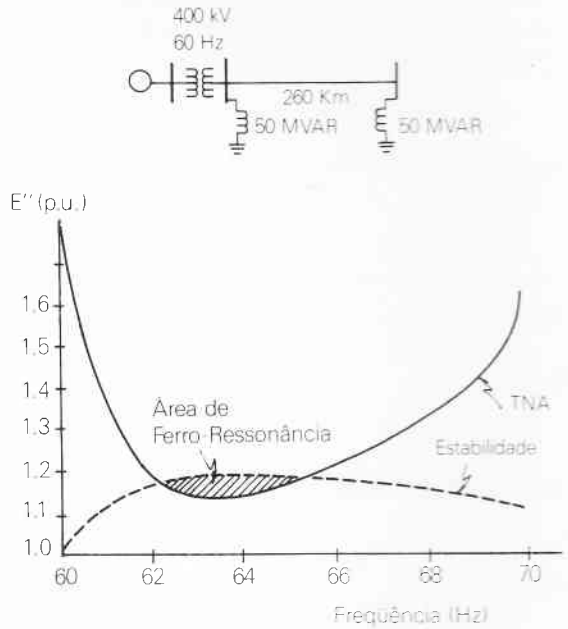


Figura 3.7 - Levantamento de Regiões de Ferro-ressonância

O cruzamento da curva E''x f obtida do programa de estabilidade com a curva E'' x f obtida do TNA, indica o aparecimento de ferro-ressonância.

Neste caso, as seguintes medidas devem ser examinadas:

- abaixamento da curva E''x f da estabilidade atuando no regulador de tensão

– levantamento da curva E'' x f do TNA atuando nos seguintes parâmetros:
redução da reatância subtransitória
mudança na derivação do transformador
aumento da compensação em derivação
diminuição da seção de linha etc.

Na região 3, a tensão terminal da máquina pode retornar ao seu valor inicial ou crescer devido à auto-excitação das máquinas.

Auto-excitação é a condição para a qual não se tem mais controle da tensão terminal da máquina. Esta condição aparece em situações especiais em que a quantidade de potência reativa fornecida pelo sistema é maior do que a máquina pode absorver.

O sistema regulador de tensão da máquina pode por algum tempo controlar a situação, em termos de tensão terminal, pois enquanto a tensão aumenta devido ao fluxo no eixo em quadratura, o regulador controla o total pelo eixo direto. Porém esta ajuda é limitada e após certo tempo, que depende das características das linhas, máquinas e reguladores, a tensão poderá crescer.

A região 3 pode ser estudada com programas de estabilidade. Além disto, existem fórmulas simples que permitem comparar a reatância capacitiva equivalente (X_C) e de quadratura (X_Q), para se ter uma idéia das combinações de geradores e linhas susceptíveis de levar o sistema à auto-excitação.

3.4 Representação do Sistema Elétrico para Estudo de Rejeição de Carga

Num estudo de rejeição de carga à freqüência industrial, o sistema deve ser representado basicamente da mesma maneira que um estudo típico de estabilidade. Para rejeição de carga transitória, a representação da rede no TNA ou EMTP não se afasta muito de um estudo típico de sobretensões transitórias.

Algumas diferenças típicas de representação do sistema na análise das duas etapas de um estudo de rejeição de carga são mostradas a seguir. Evidentemente, estas diferenças irão depender também da ferramenta digital e analógica disponível e do grau de complexidade desejado.

Simulação	Estudo de Rejeição de Carga	
	Freqüência Industrial	Transitória
1 Ferramenta	Programa estabilidade	Programa EMTP ou TNA
2 Máquina	Representação em detalhes incluindo enrolamentos amortecedores e saturação	Reatância linear indutiva
3 Sistema de excitação	Diagrama de bloco, considerando ganhos e constante de tempo	Curva com variação E'' x f com tempo
4 Rede	Possibilidade de representação completa bem além do ponto de rejeição	Uso de equivalentes perto do ponto de rejeição é necessário devido à limitação da ferramenta e tempo de simulação
5 Transformadores	Representação Monofásica	Representação Trifásica com saturação e possibilidade de representação de histerese
6 Linhas de Transmissão	Representação Monofásica Parâmetros R,L,C concentrados Variação com freqüência é possível	Representação trifásica Seqüências positiva e zero Perdas distribuídas ao longo da linha Parâmetros distribuídos com variação com a freqüência
7 Disjuntores	Representação Monofásica. Abertura realizada no tempo solicitado pelo usuário do programa	Representação trifásica. Abertura realizada nos zeros de corrente em cada fase

4 Efeito Ferranti

O fenômeno conhecido por efeito Ferranti [4] é o que acarreta na tensão sustentada na extremidade aberta de uma linha de transmissão ser superior à tensão no lado da geração. Isto ocorre devido ao fluxo de corrente capacitiva através da indutância série da linha.

Para melhor visualização deste fenômeno, considere-se a linha de transmissão como um circuito de dois terminais, de acordo com o esquema equivalente mostrado na Figura 3.8

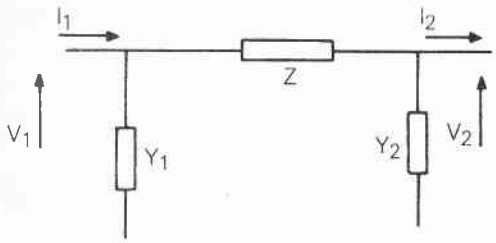


Figura 3.8 - Circuito Equivalente para uma linha de Transmissão

A equação geral para a linha é dada então por:

$$V_1 = V_2 \cos h\,(\gamma l) + Z_c\, I_2 \operatorname{sen} h\,(\gamma l),$$

Onde:

V_1 - tensão no lado da geração (emissor)

V_2 - tensão no lado da recepção

l - comprimento da linha

Z_c - impedância característica da linha

γ - constante de propagação $= \alpha + j\beta$,

Sendo:

α - constante de atenuação

β - constante de fase

Admitindo a linha aberta na extremidade receptora, como no caso de energizações ou rejeições de carga, tem-se que $I_2 = 0$. Assim:

$$V_1 = V_2 \cosh\,(\gamma l)$$

Desta forma, para uma linha não compensada na condição de se desprezarem as perdas, o efeito Ferranti é calculado aproximadamente pela fórmula a seguir:

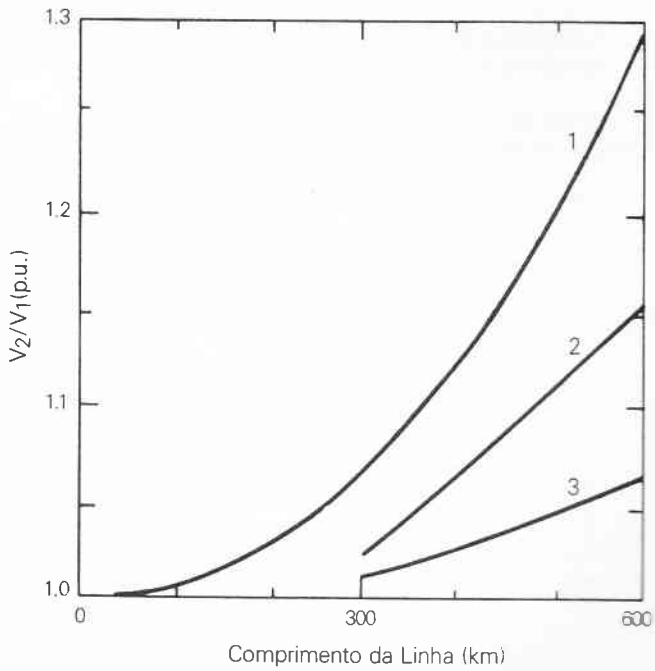
$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{\cos\,(\beta l)},$$

Sendo:

$\beta = \omega\sqrt{LC} = 6°/100$ km em 50 Hz e $7{,}2°/100$ km em 60 Hz

Para o mesmo sistema apresentado na Figura 3.4, a Figura 3.9 apresenta a magnitude aproximada da elevação da tensão devido ao efeito Ferranti.

A forma de onda da sobretensão resultante deste fenômeno é, em geral, senoidal à freqüência industrial.



1 Linha sem compensação

2 Linha com 50% de compensação capacitiva série

3 Linha com 50% de compensação capacitiva série e 70% de compensação reativa em derivação.

Figura 3.9 - Efeito Ferranti [4]

5 Ressonância e Ferro-Ressonância

Condições de ressonância são estabelecidas quando um circuito contendo capacitâncias e indutâncias lineares é excitado por uma tensão a freqüência próxima ou igual à sua freqüência natural, enquanto que podem ser caracterizados por ferro-ressonância os efeitos peculiares introduzidos pela presença de saturação no circuito magnético da indutância.

Como exemplo destas situações pode-se citar:

a. Ressonância que ocorre entre cabos de elevada capacitância e reatores limitadores de corrente.

b. Ressonância que ocorre entre a indutância linear e a capacitância de um sistema constituído por uma linha levemente carregada.

c. Ferro-ressonância entre a reatância de transformadores de potencial e a capacitância entre enrolamentos de um transformador de distribuição.

d. Ferro-ressonância em sistemas que contêm elementos saturáveis e filtros harmônicos.

A fim de melhor visualizar estas situações, seja o circuito mostrado na Figura 3.10.

Neste caso o módulo da corrente é dado por:

$$I = \frac{E}{\sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}}$$

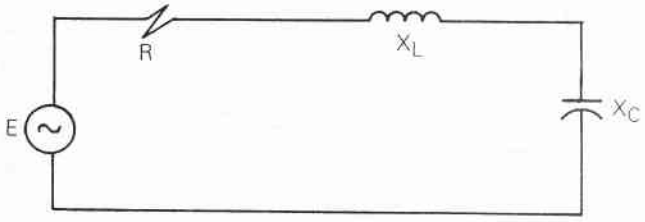


Figura 3.10 - Circuito Linear Utilizado na Análise do Fenômeno

Para uma determinada freqüência em que $X_L = X_C$ este circuito se torna ressonante sendo a corrente limitada apenas pela resistência, conforme é mostrado na Figura 3.11, onde se observa existir somente um ponto de ressonância.

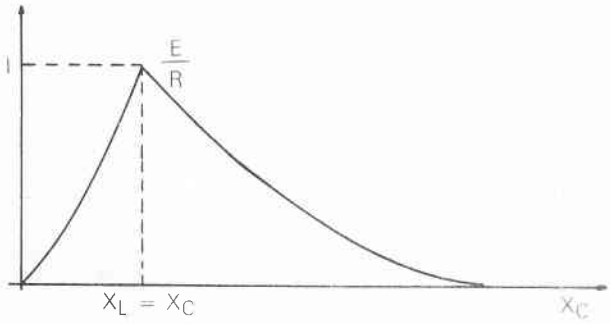


Figura 3.11 - Corrente x Impedância para um Circuito Linear

Como em geral o valor de R é baixo quando comparado com as reatâncias, essa corrente é extremamente alta, causando o aparecimento de tensões elevadas através do reator e do capacitor.

Observa-se que a ressonância ocorre somente em situações particulares de um sistema com respeito à sua configuração, como por exemplo o circuito ressonante formado pela indutância de dispersão de um transformador isolado em série com a capacitância de um cabo onde somente uma ou duas fases estão energizadas.

No caso de, ao invés de um valor constante X_L, haver um transformador com núcleo de ferro, o circuito passa a ser o seguinte:

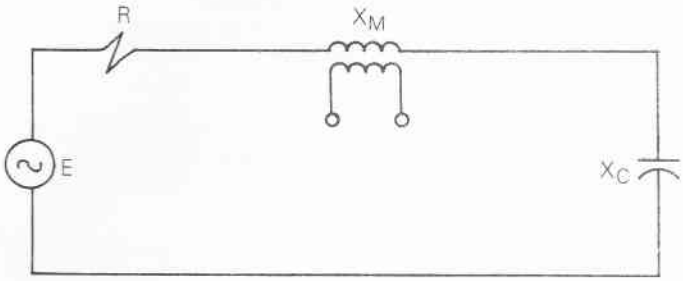


Figura 3.12 - Circuito com Indutância Variável

Como o valor de X_M é variável devido à saturação, podem-se ter agora vários pontos de ressonância, ampliando assim a faixa de ocorrência do fenômeno, conforme é mostrado na Figura 3.13.

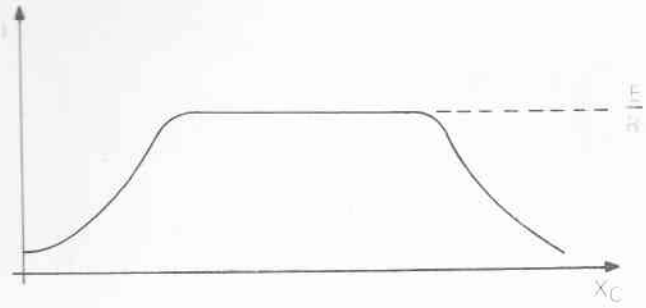


Figura 3.13 - Corrente x Impedância para um Circuito com Indutância Variável

O aparecimento ou não da ferro-ressonância depende do valor da sobretensão (causada por algum distúrbio no sistema) e do valor do fluxo no instante de defeito, não ocorrendo necessariamente em todos os casos.

Este fenômeno é típico de sistemas isolados que tenham a possibilidade de operar de forma desbalanceada, como é o caso de serviços auxiliares de subestações.

Neste tipo de instalação, onde se têm transformadores alimentados por cabos subterrâneos e protegidos por chaves fusíveis, o cabo, representado basicamente por sua capacitância para terra, está em série com a reatância de magnetização do transformador onde somente uma ou duas fases estão energizadas devido à abertura de uma ou duas chaves fusíveis. Sob determinadas condições, este circuito série L-C pode tornar-se ressonante produzindo altas tensões nos enrolamentos do transformador e nas fases abertas.

Para melhor compreensão desta condição, seja o circuito da Figura 3.14.

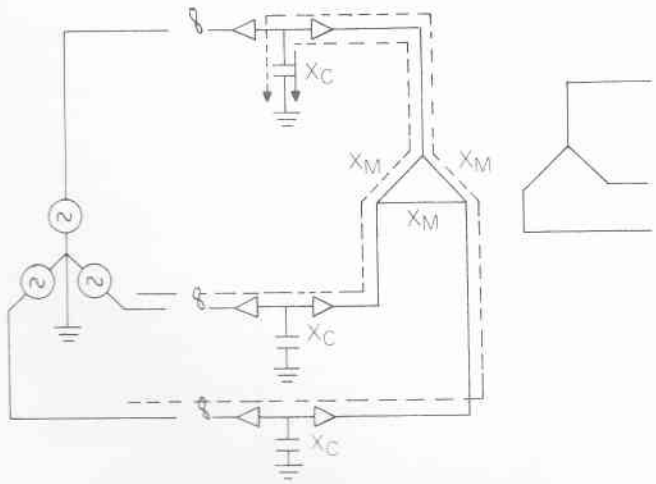


Figura 3.14 - Circuito Ressonante

Considerando duas linhas fechadas tem-se o seguinte circuito equivalente:

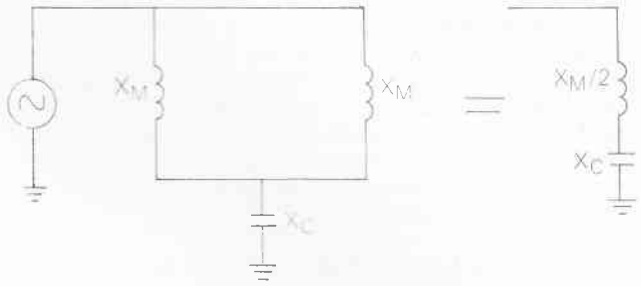


Figura 3.15 - Circuito Equivalente

Assim, quando da introdução de uma nova reatância no circuito, como por exemplo um regulador de tensão, deve-se verificar se esta reatância não provoca o deslocamento do ponto de operação do sistema para a faixa de ferro-ressonância.

A seguir são mostrados os esquemas mais representativos das várias configurações encontradas nos sistemas terciários.

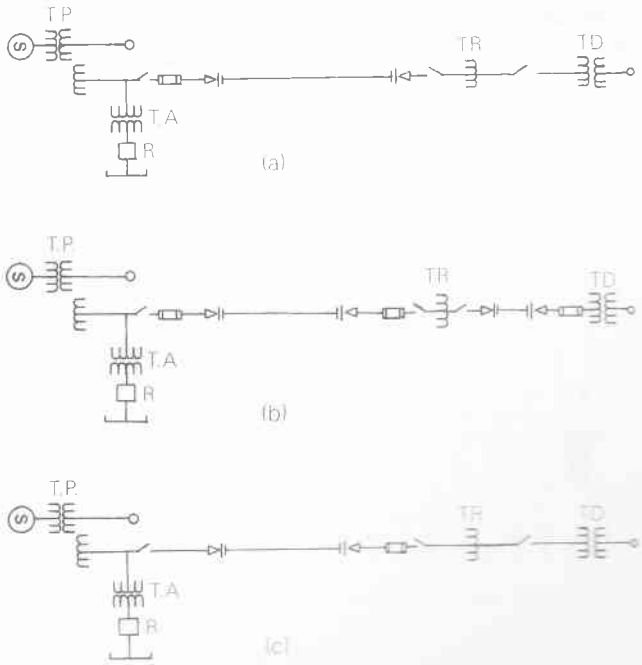


Figura 3.16 - Esquemas Terciários

A Figura 3.16 a representa o esquema mais comum de alimentação dos terciários. Nestes casos surgem, em regra geral, problemas de tensões elevadas quando da abertura de duas fases ou operando o sistema já com duas fases abertas no ponto de localização da chave fusível. A Figura 3.16 b representa um esquema onde diversos trechos são protegidos por chaves fusíveis. No entanto, somente o desbalanço no sistema devido a falhas nos fusíveis à saída do tranformador principal é problemático. A Figura 3.16 c apresenta a particularidade de somente o regulador ser protegido por chaves fusíveis e não o cabo subterrâneo. Neste caso, a operação assimétrica do sistema não causa problemas de sobretensões.

As Figuras 3.17 e 3.18 são as formas de onda das tensões no regulador decorrentes da abertura de duas fases para dois sistemas diferentes, porém ambos tendo o esquema mostrado na Figura 3.16.a. Observa-se que as tensões resultantes, dependendo dos parâmetros do sistema analisado, variam bastante na sua forma. Enquanto no primeiro caso (Figura 3.17) estas tensões têm como característica serem, após um transitório inicial, senoidais à freqüência de 60 Hz, as do segundo caso (Figura 3.18) são distorcidas, sendo que, após um transitório de duração aproximadamente o dobro do tempo do caso anterior, se tornam repetitivas à freqüência de 60 Hz.

A Figura 3.19 corresponde à mesma configuração dos casos anteriores, considerando, porém, a abertura trifásica dos fusíveis. Verifica-se que nesta situação não existem problemas de sobretensões.

Desta forma, um meio de evitar o aparecimento das sobretensões é impedir que se forme a condição ressonante ou então não permitir que o circuito seja excitado à sua freqüência natural.

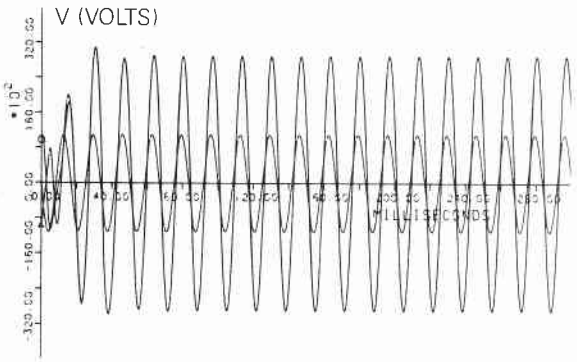


Figura 3.17 - Abertura de Duas Fases - Tensão no Regulador

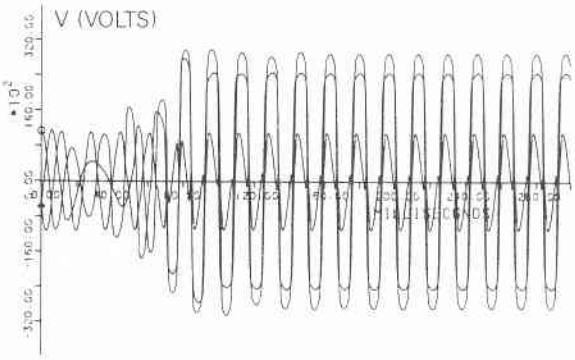


Figura 3.18 - Abertura de Duas Fases - Tensão no Regulador

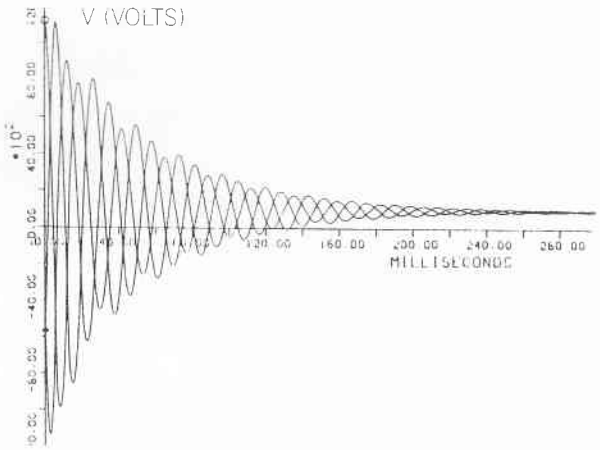
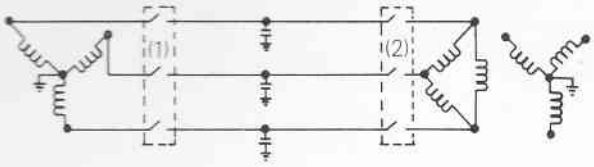


Figura 3.19 - Abertura de Três Fases - Tensão no Regulador

Recomenda-se que nos casos onde ocorra ferro-ressonância sejam tomadas as seguintes medidas corretivas:

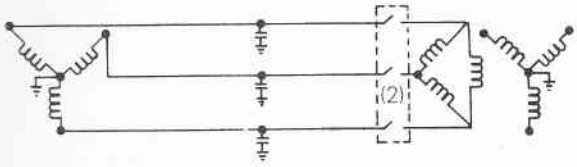
a. Trocar as chaves fusíveis por disjuntores, evitando desta forma operações desbalanceadas no sistema, uma vez que, conforme foi verificado anteriormente, a operação trifásica não causa problemas de sobretensões no sistema.

b. Manobrar, por último, quando possível, o mais próximo do transformador, de maneira a evitar o circuito série cabo-transformador. De maneira esquemática, tem-se na Figura 3.20 a:



(a) Com as Duas Chaves Abertas

Fecha-se primeiro a chave (1). Caso haja um problema no fechamento de uma das fases, isto não terá maiores conseqüências, pois o transformador de distribuição está ausente e o circuito série L-C que se forma não deve causar ressonância. Tem-se então o seguinte esquema da Figura 3.20.b:



(b) Com a Primeira Chave Fechada

Figura 3.20 - Seqüência de Fechamento de Chaves Fusíveis

Fechando agora a chave (2), mesmo havendo problemas no fechamento de uma das fases, isto não terá maiores conseqüências, pois não se formará um circuito L-C desbalanceado.

Outras soluções que poderiam ser adotadas são:

a. Alocação de carga resistiva no secundário do transformador. Esta carga se refletirá no primário, aumentando o amortecimento no circuito. Esta solução tem, no entanto, a desvantagem de aumentar, em operação normal do sistema, o carregamento do cabo e do transformador dissipando mais potência.

b. Modificação do circuito. Isto pode ser conseguido alterando o comprimento do cabo, transformando a alimentação em aérea, utilizando sempre o reator de terciário ou ainda, em certos casos, aumentando a resistência de aterramento. A desvantagem desta solução é que implica em gastos elevados em obras e equipamentos.

c. Redução da tensão aplicada fazendo o transformador operar na região linear da sua curva de saturação.

Outras condições de ressonância podem ocorrer no sistema, entre elas destaca-se a ressonância em linhas paralelas, que será objeto de uma análise mais detalhada no capítulo 19.

As situações que propiciam o aparecimento de sobretensões temporárias até aqui analisadas foram vistas isoladamente, sem relacioná-las entre si. Entretanto, em geral, as piores condições para um sistema ocorrem quando há superposição de fenômenos, implicando em que os efeitos decorrentes de um evento se sobreponham aos de um ou mais eventos. Como exemplo, podem-se citar as sobretensões resultantes de uma rejeição de carga, que podem atingir valores tais que acarretem descarga através da cadeia de isoladores de determinada fase, causando um curto-circuito monofásico. Neste caso, nas fases sãs, haverá uma elevação ainda maior da tensão.

Até o momento, as sobretensões temporárias estudadas são ondas de freqüência igual ou acima da fundamental. Como exemplo mais importante de sobretensões à freqüência inferior da fundamental, têm-se as oscilações sub-harmônicas causadas pela ressonância entre capacitores série e as indutâncias do sistema.

6 Bibliografia

[1] Norma ABNT - NBR6939 - Coordenação de Isolamento

[2] Norma ABNT - NBR8186 - Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento

[3] Transmission Line Reference Book - 345kV and Above/Second Edition - EPRI

[4] W. Diesendorf - "Insulation Co-ordination in High Voltage Electric Power Systems" Butterworth & Co (Publishers) Ltd., 1974

[5] Klaus Ragaller - "Surges in High-Voltage Network. - Plenum Publishing Corporation, 1980

[6] Glenn W. Surft - "An Analytical Approach to Ferroresonance" - IEEE Vol. PAS-88 nº 1 - January 1969

[7] E.B. Guimarães, L.A. Pecorelli - "Métodos de Rejeição de Carga" - 1º Encontro Pan-Americano - IEEE - Salvador 1978

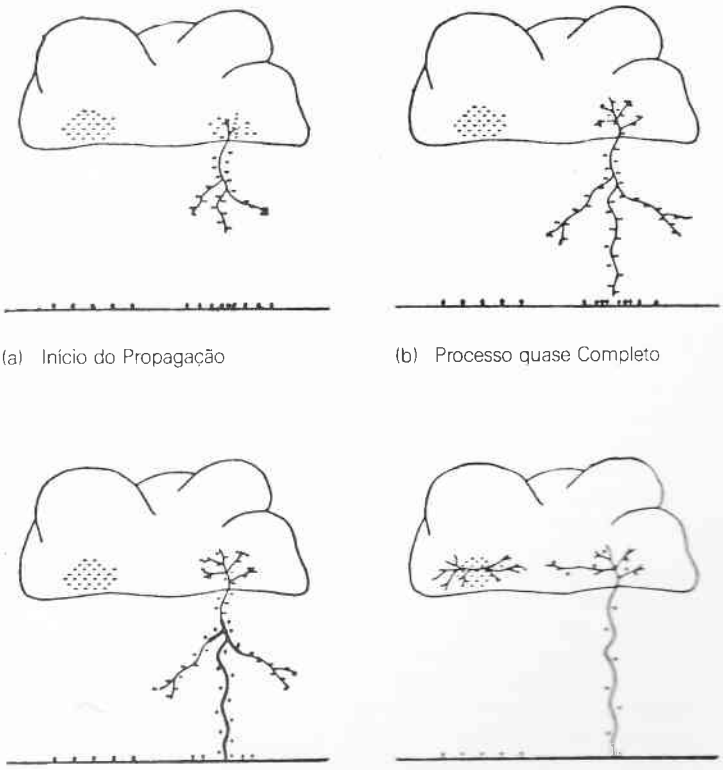
[8] Power Technologies Inc. - "Load Rejection Overvoltage Transients" - Curso

[9] A. Clerici, C.H. Didriksen - "Dynamic Overvoltages and Ferroressonance Found in Switching Surges Studies for Iran 400 kV System" - IEEE 71, TP 142 PWR.

Capítulo 4

Sobretensões Atmosféricas

Claudio dos Santos Fonseca



(a) Início do Propagação

(b) Processo quase Completo

(c) Corrente de Retorno

(d) Centro de Carga Descarregado

1 Introdução

De certa forma, cada equipamento em um sistema de potência está sujeito a ser submetido a elevados valores de tensão, em função da ocorrência de descargas atmosféricas. A incidência destas descargas pode se dar diretamente sobre o equipamento (no caso de descargas atmosféricas atingindo as subestações), ou sobre as linhas de transmissão do sistema, originando, neste caso, surtos de tensão que se propagam ao longo destas linhas, indo atingir os equipamentos nas subestações.

As sobretensões assim originadas são na sua grande maioria suficientemente elevadas para provocar falhas nos isolamentos, sejam de linhas de transmissão como de equipamentos nas subestações, com a conseqüente perda de continuidade no atendimento aos consumidores. A fim de evitar que estas falhas sejam uma constante nos sistemas elétricos, implicando em redução na confiabilidade da transmissão, são utilizados esquemas de proteção de forma a impedir que as descargas atmosféricas atinjam diretamente as linhas e as subestações, provocando elevadas sobretensões. Estes esquemas de proteção se baseiam no estabelecimento de uma blindagem, formada por cabos pára-raios (para as linhas e subestações) e mastros (para as subestações), que desviem estas descargas para a terra.

A incidência de descargas atmosféricas diretamente sobre as subestações é usualmente um evento de baixa probabilidade de ocorrência em função das pequenas áreas de exposição das subestações. Além disso, o sistema de proteção das subestações, utilizando mastros e cabos pára-raios, impede, quando bem projetado, que as descargas de maiores intensidades atinjam os condutores e equipamentos, não permitindo o aparecimento de sobretensões elevadas no interior das mesmas. O estudo de incidência de descargas atmosféricas fica então mais voltado para aquelas que atingem as linhas de transmissão.

O estudo do desempenho das linhas de transmissão quanto a descargas de origem atmosférica é de grande importância no projeto de sistemas de transmissão. De modo geral, nos sistemas de tensão até 230 kV, é fator determinante do isolamento das linhas. Nos sistemas com tensões superiores a 345 kV, o isolamento é normalmente ditado pelas sobretensões de manobra, desde que as linhas de transmissão sejam adequadamente projetadas, mediante a conveniente determinação dos espaçamentos elétricos, quantidade de isoladores, ângulo de blindagem e aterramento das estruturas. Com o aumento do nível de tensão do sistema e, conseqüentemente, do nível de isolamento das linhas de transmissão, as solicitações atmosféricas têm sua importância diminuída.

Neste capítulo é feita uma descrição da descarga atmosférica, sendo apresentadas suas mais importantes propriedades, sob o ponto de vista dos sistemas elétricos, bem como o efeito destas descargas nos sistemas de potência e o método utilizado na definição destes esquemas de blindagem.

Nos capítulos 10 e 13 são então detalhados os projetos respectivamente de subestações e linhas com a definição dos esquemas de proteção de forma a que se possa analisar o desempenho das subestações e linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas.

2 As Descargas Atmosféricas

2.1 Natureza do Fenômeno

A ocorrência de uma descarga atmosférica pode ser definida como o rompimento da isolação em ar entre duas superfícies carregadas eletricamente com polaridades opostas.

O conhecimento preciso de como ocorre a separação das cargas não é completamente entendido, embora existam diferentes teorias de como se processa este carregamento. Todas as teorias reconhecem a ação do vento na separação das partículas de polaridades opostas, embora difiram entre si da importância da ionização da atmosfera dentre outros efeitos. De maneira geral, pode-se dizer que as correntes ascendentes de ar tendem a transportar as partículas positivas e as pequenas gotas d'água para a parte superior da nuvem, enquanto as partículas negativas são levadas para a base da nuvem pelas grandes gotas d'água.

Assim, um grande centro de carga negativa é desenvolvido na região inferior da nuvem, enquanto um centro de cargas positivas é induzido na terra, resultando em uma diferença de potencial entre a nuvem e a terra. Esses centros de carga continuam a se desenvolver até que o gradiente elétrico numa concentração de cargas na nuvem (ou na terra) excede a suportabilidade do ar provocando o movimento de cargas em direção à terra (ou à nuvem). Esta suportabilidade é da ordem de 30 kV/cm para o ar seco nas condições atmosféricas padronizadas mas pode ser bem menor, devido tanto à redução da pressão atmosférica, em função da altura da nuvem, como também devido à presença de gotas d'água na nuvem.

O processo de desenvolvimento da descarga piloto se dá em uma série de degraus, onde cada um deles tem de 15 a 50 metros de comprimento. Os degraus são retos, porém cada novo avanço toma geralmente uma diferente direção e ramos aparecem, podendo terminar no ar, causando o aspecto tortuoso característico das descargas atmosféricas. A Figura 4.1 ilustra o processo mais comum de desenvolvimento de uma descarga atmosférica, que é a formação de uma descarga piloto, a partir de um centro de cargas negativas na nuvem, seguido por uma corrente de retorno.

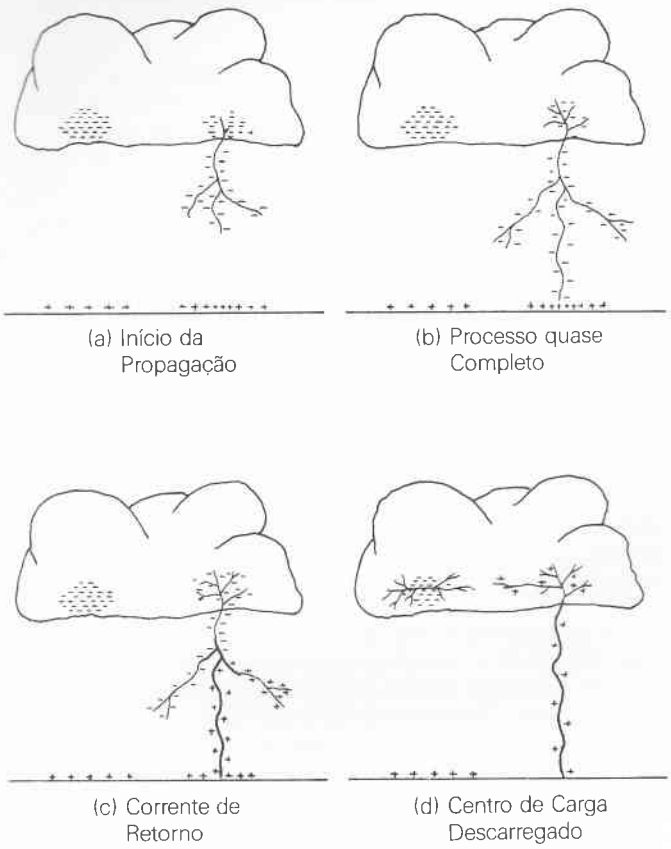


Figura 4.1 - Aspecto de uma Descarga Atmosférica

Quando a descarga piloto atinge a terra, dá origem ao aparecimento de uma corrente de retorno extremamente brilhante, que se propaga agora da terra em direção à nuvem, seguindo o mesmo caminho da descarga piloto e descarregando para a terra tanto as cargas existentes no canal ionizado como parte da carga da nuvem. Esta corrente representa o ponto alto da descarga atmosférica, quando então uma grande quantidade de cargas se move através do canal ionizado.

Pode acontecer também que, antes da descarga piloto atingir o solo, seja iniciado um movimento ascendente de cargas de polaridade oposta à da descarga piloto, em função do alto campo elétrico existente entre a ponta da descarga e o solo. Estas cargas ascendentes podem então se encontrar com a descarga piloto em algum ponto acima do solo, iniciando a partir deste ponto a corrente de retorno.

Após a corrente de retorno completar a descarga do centro de cargas da nuvem que iniciou o processo, o potencial desse centro de cargas fica bastante reduzido. Conseqüentemente, desenvolve-se uma elevada diferença de potencial entre este centro de cargas e um outro centro qualquer dentro da nuvem. Assim, são criados canais pelos quais essas regiões são ligadas ao caminho ainda ionizado da primeira descarga. Um novo raio desenvolve-se então entre a nuvem e a terra, seguindo um caminho agora sem ramificações e, com uma velocidade maior do que a da descarga piloto. Depois de atingir a terra, uma segunda corrente de retorno volta para a nuvem. Esse processo pode repetir-se várias vezes. Aproximadamente 80% dos raios apresentam no mínimo dois componentes luminosos, em torno de 20% tem de três a cinco componentes, mas existem registros de descargas múltiplas com até 40 componentes.

Grande parte das descargas atmosféricas acontece dentro da própria nuvem (ou entre nuvens). A relação entre descargas que ocorrem entre nuvens e entre nuvens e a terra varia de 1,5 a 3 em zonas temperadas e de 3 a 6 em climas tropicais. A Figura 4.2 apresenta os quatro tipos possíveis de descargas classificadas conforme a direção de propagação da descarga piloto e a polaridade de sua carga.

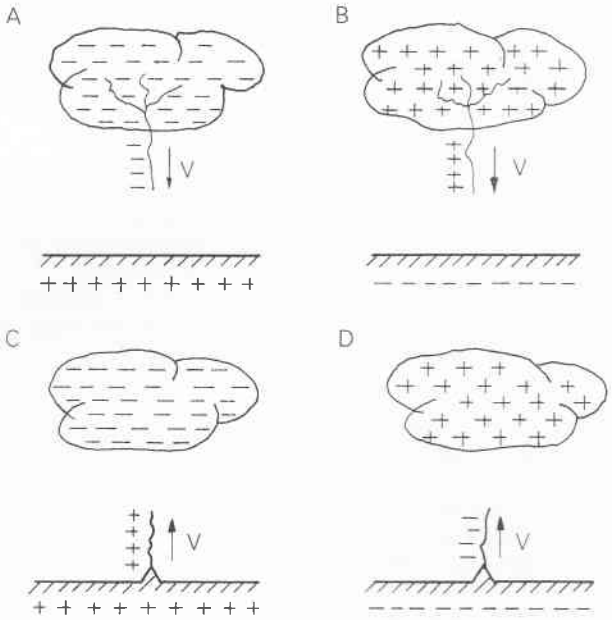


Figura 4.2 - Tipos de Descargas Atmosféricas

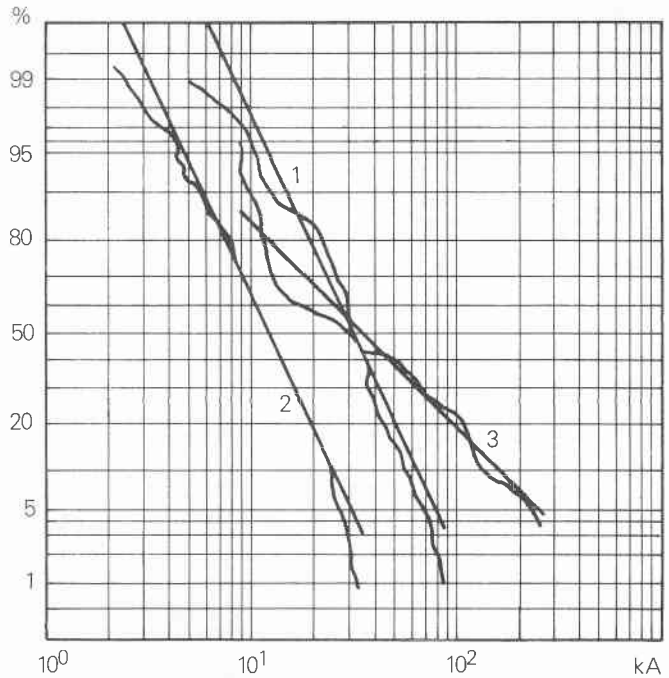
Os raios descendentes, tipos A e B da Figura 4.2, são os mais representativos das descargas atmosféricas de um modo geral, enquanto os tipos C e D são mais observados no topo de montanhas ou em estruturas muito altas.

Quanto à polaridade, a grande maioria dos raios é de polaridade negativa, sendo considerado um percentual igual ou maior do que 90%, o que é de grande importância para o desempenho da linha e dos equipamentos em virtude da diferente resposta de suas isolações de acordo com a polaridade da descarga.

2.2 Propriedades da Descarga Atmosférica

2.2.1 Intensidade e Polaridade da Corrente

Tanto na determinação da proteção de sistemas de potência como do desempenho de linhas de transmissão, a corrente de raio é a propriedade mais importante da descarga atmosférica. A magnitude desta corrente é independente do valor de resistência do ponto da terminação da descarga porque a impedância do canal do raio é relativamente alta, da ordem de milhares de ohms. Logo, a impedância total da trajetória de descarga praticamente não se altera em função da terminação. Desta forma, a amplitude da corrente tende a ser independente do ponto de terminação da descarga. A Figura 4.3 apresenta uma distribuição de probabilidades de intensidade de corrente de raio levantada a partir de dados obtidos na estação de medição do Monte San Salvatore [2].



1 - Primeiras descargas negativas
2 - Descargas negativas subseqüentes
3 - Descargas positivas

Figura 4.3 — Distribuição de Correntes Máximas [2]

O valor médio para as primeiras descargas negativas é aproximadamente 30 kA, enquanto as descargas positivas, que são menos freqüentes, apresentam um valor médio de 35 kA. Entretanto, como pode ser visto da Figura 4.3, enquanto apenas 5% das descargas negativas excedem 80 kA, este valor para as descargas positivas é de 250 kA. As descargas positivas apresentam, portanto, amplitudes muito maiores do que as negativas.

Um modelo matemático que representa bem a característica das descargas atmosféricas é a curva log-normal generalizada, como sugerida por Popolansky [3].

Uma grande vantagem deste modelo é que qualquer distribuição deste tipo pode ser representada por dois parâmetros: valor médio e desvio padrão.

A Figura 4.4 mostra a curva log-normal generalizada, a qual pode ser reproduzida com facilidade com o auxílio de uma tabela de probabilidade da curva normal se o afastamento em relação ao valor médio, medido em quantidade de desvios padrões, for calculado pela seguinte expressão:

$$X = \frac{L_n\,[i/I\,50\%]}{L_n\,[I\,16\%/I\,50\%]}\ ,\ L_n\left[\frac{I\,16\%}{I\,50\%}\right] = \sigma \qquad (4.1)$$

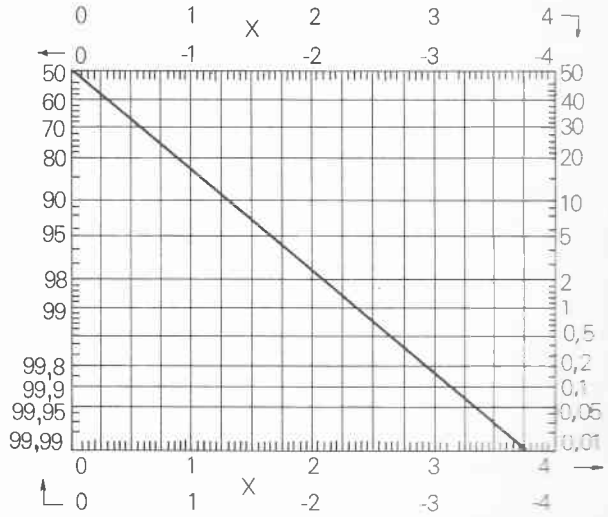


Figura 4.4 - Distribuição Log-Normal Generalizada

2.2.2 Forma de Onda da Descarga Atmosférica

A forma de onda de uma descarga atmosférica é normalmente especificada pela frente de onda e por sua cauda. A frente é essencialmente o tempo para atingir o valor máximo da corrente enquanto a cauda é o tempo para cair até metade do valor máximo. Por exemplo, uma

onda de 1,2 x 50 μs atinge seu valor máximo em 1,2 μs e cai para metade em 50 μs.

Nas Figuras 4.5 e 4.6 são mostradas as formas de onda típicas para as correntes de raios de polaridade positiva e negativa obtidas de medições efetuadas no Monte San Salvatore. Verifica-se que as descargas positivas são caracterizadas por grandes cargas e frente de onda mais lentas do que as descargas negativas.

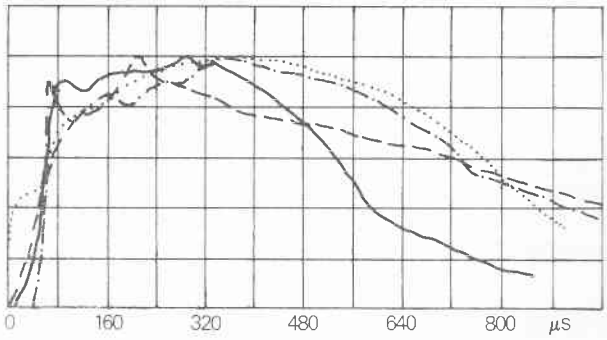


Figura 4.5 - Forma de Onda Típica para Raios de Polaridade Positiva (primeiros raios) [2]

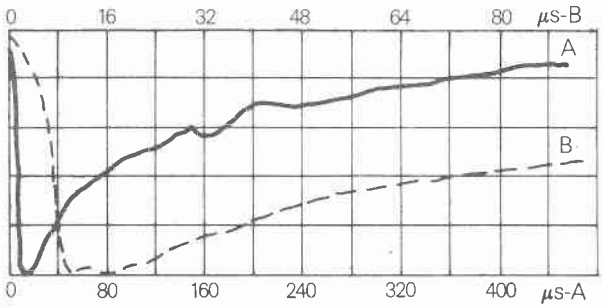
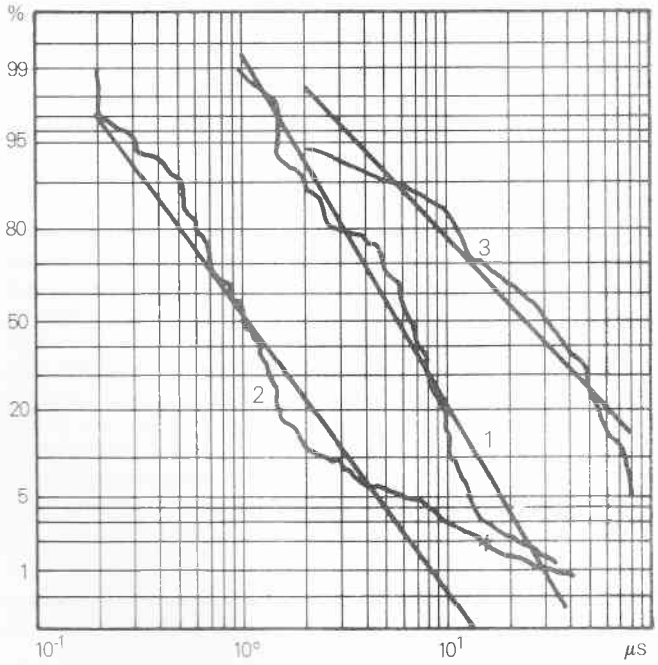


Figura 4.6 - Forma de Onda Típica para Raios de Polaridade Negativa (primeiros raios) [2]

As descargas positivas apresentam usualmente uma única componente, ao contrário das negativas que podem ter normalmente várias descargas subseqüentes. Estas descargas subseqüentes têm características bem distintas das primeiras descargas negativas. Comparando-se os dois tipos de descargas, as subseqüentes apresentam tempos bem menores para atingir o valor máximo, como pode ser visto da Figura 4.7. Um outro aspecto destas descargas é o decaimento brusco após a passagem pelo valor máximo, o qual é inferior ao da primeira descarga. Na Figura 4.8 é mostrada a forma de onda típica obtida no Monte San Salvatore para as cargas subseqüentes.



1 - Primeiras descargas negativas
2 - Descargas negativas subseqüentes
3 - Descargas positivas

Figura 4.7 - Distribuição de Tempos de Crista [2]

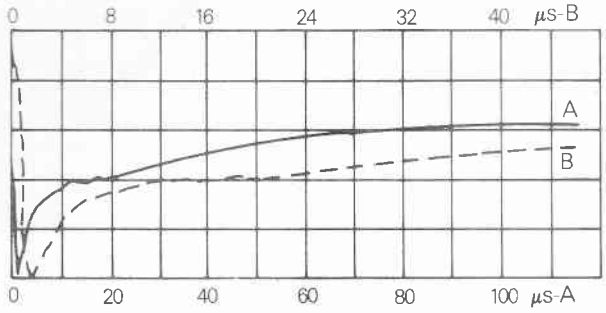
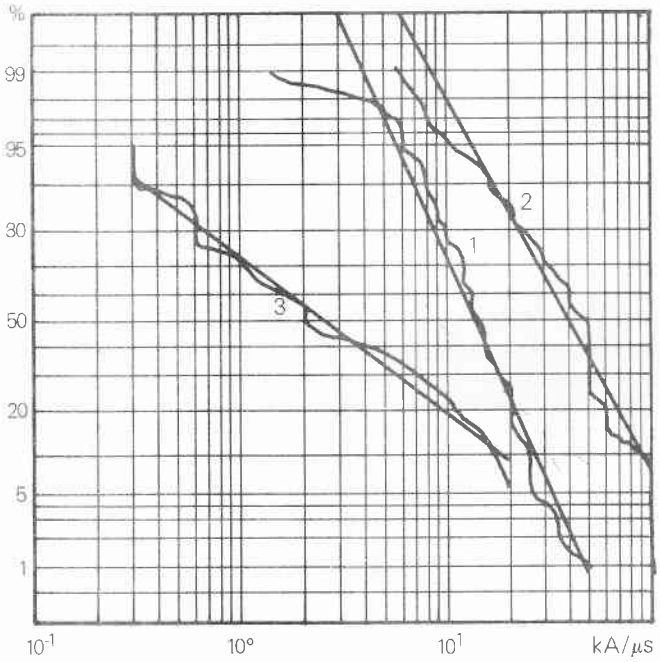


Figura 4.8 - Forma de Onda Típica para Raios de Polaridade Negativa (Raios Subseqüentes) [2]

Uma outra maneira de se caracterizar a onda de corrente é através de sua taxa de crescimento. Das medições efetuadas no Monte San Salvatore foram levantadas as distribuições de taxas de crescimento máximas para diferentes tipos de descargas conforme mostra a Figura 4.9.

Deve-se ressaltar a existência de um relacionamento entre a intensidade da corrente e o tempo para alcançar o valor máximo. A probabilidade de ocorrência de correntes de alta intensidade com tempos de crista muito reduzidos é muito baixa, como também o é a ocorrência de correntes de pequena intensidade com tempos de crista elevados.



1 - Primeiras descargas negativas
2 - Descargas negativas subseqüentes
3 - Descargas positivas

Figura 4.9 - Distribuição de Taxas de Crescimento [2]

2.2.3 Freqüência de Ocorrência

A densidade de raios para a terra (número de raios para a terra por quilômetro quadrado por ano) pode ser obtida a partir do nível ceráunico de cada região, o qual indica o número de dias no ano com ocorrência de trovoadas. O nível ceráunico não reflete necessariamente o número de descargas para a terra, já que uma única descarga ou uma série delas durante algumas horas serão ambas contadas como um único dia de trovoada.

Os pontos de igual intensidade ceráunica são então mapeados para formar as curvas isoceráunicas, a partir das quais pode ser obtida a quantidade de raios para a terra pela consideração de um fator empírico.

A conversão do nível ceráunico para densidade de descarga para a terra é feita através de um fator de proporcionalidade que varia de 0,1 a 0,25, havendo uma tendência para a utilização de valores próximos a 0,1.

$$N = k \cdot I \qquad (4.2)$$

Sendo:

N = densidade de raios (raios/km^2)
k = fator de proporcionalidade
I = nível ceráunico

Atualmente estão em desenvolvimento aparelhos contadores de descargas atmosféricas com a finalidade de se obter um conhecimento melhor da quantidade de descargas que atingem a terra. Estes aparelhos registram automaticamente o número de raios que caem dentro de determinada área pré-estabelecida pelo alcance da sensibilidade do aparelho, medindo variações súbitas no campo eletrostático produzido por uma descarga atmosférica. Apesar de já poderem diferenciar se a descarga ocorreu entre nuvens ou para a terra, estes aparelhos têm a sua sensibilidade alterada em função da magnitude da corrente. Assim, estas medições ainda não indicam com absoluta precisão a quantidade de raios que atinge determinada área, mas já fornecem indicações, muito mais realistas do que as baseadas nos níveis ceráunicos.

A Tabela 4.1 apresenta os resultados coletados pelo CEPEL para as localidades ao longo da rota do sistema de Itaipu onde foram instalados contadores de descargas atmosféricas.

2.2.4 Ângulo de Incidência

A incidência de descargas atmosféricas se realiza invariavelmente com alguma inclinação em relação à vertical.

Este ângulo de inclinação do raio com relação à vertical, bem como todos os demais dados relacionados com a descarga, apresenta também uma natureza estatística.

A suposição de incidências somente na vertical pode introduzir alguns erros no estudo do desempenho de linhas, principalmente no que se refere às falhas de blindagem e na definição do esquema de blindagem das subestações, uma vez que a área de exposição dos condutores fica reduzida, fazendo com que a possibilidade de que um cabo condutor seja atingido fique menor.

TABELA 4.1 - Densidade de Raios ao Longo do Sistema de Itaipu no Período 1973 a 1980

LOCALIDADE	DENSIDADE DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (km^{-2}) - N_g								
	ANO								VALOR MÉDIO
	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	
Foz do Iguaçu - PR	–	3,83	6,51	4,20	4,59	3,65	5,03	4,42	4,60
Céu Azul - PR	–	2,11	2,82	2,37	2,87	1,98	3,84	2,78	2,68
Guaraniaçu - PR	–	0,48	0,76	1,01	1,61	0,72	6,22	6,02	2,40
Três Bicos - PR	–	6,09	9,73	8,84	11,67	7,68	3,25	3,02	7,18
Alto do Amparo - PR	–	3,80	2,50	1,65	0,78	2,01	2,68	–	2,24
Piraí do Sul - PR	3,81	4,40	9,21	9,64	8,29	7,04	6,39	–	6,97
Capão Bonito - SP	–	6,97	16,44	11,64	12,15	6,11	–	–	10,66
Embu-Guaçu - SP	–	–	–	–	7,24	–	–	–	7,24
Apiaí - SP	–	9,02	7,32	9,03	–	–	–	–	8,46
Itararé - SP	–	2,76	2,26	–	–	2,84	–	–	2,62
São José dos Campos - SP	–	–	–	–	10,66	2,69	–	–	5,85
Cachoeira Paulista - SP	–	3,76	6,53	5,57	4,77	3,28	7,45	–	5,23
Funil - RJ	–	3,59	3,86	3,21	4,03	–	–	–	3,67
Adrianópolis - RJ	–	–	10,27	–	–	–	–	–	10,27
Ilha do Fundão - RJ	–	–	–	–	–	2,57	3,41	5,06	–

Deste modo, é razoável que se admita uma determinada distribuição de ângulos de incidência.

A forma geral da distribuição sugerida por Armstrong e Whitehead [7] é a seguinte:

$$F(\theta,m) = km \cos^{m}\theta \qquad (4.3)$$

onde θ é o ângulo de incidência do raio, medido em relação à vertical, e km e m são constantes a serem ajustadas.

São recomendados para os coeficientes km e m, os valores de $4/\pi$ e 2, respectivamente, baseados em estudos de blindagem de linhas de transmissão para descargas atmosféricas [8].

A probabilidade, $P(\theta)$, de ocorrência de um ângulo de inclinação do raio maior do que θ pode ser expressa pela fórmula:

$$P(\theta) = \frac{4}{\pi}\int_{\theta}^{\pi/2} \cos^2\theta \, d\theta \qquad (4.4)$$

Na Figura 4.10 é mostrada a distribuição de probabilidades de ocorrência do ângulo de incidência com a vertical obtida com a expressão 4.4. Pode-se observar que existe uma forte tendência para incidências próximas da vertical.

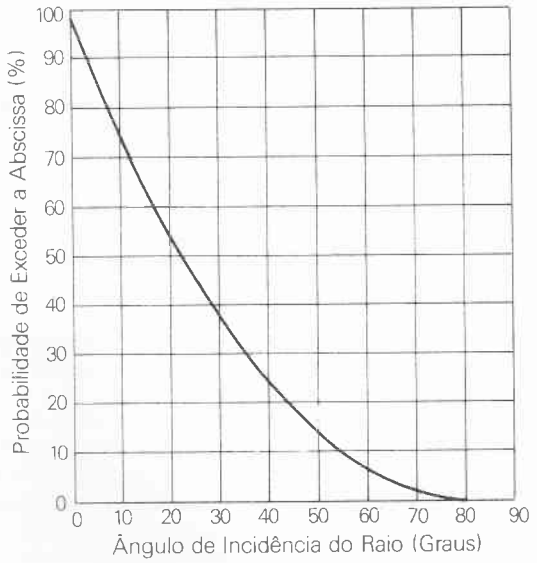


Figura 4.10 - Distribuição de Probabilidades do Ângulo de Incidência do Raio com Relação ao Plano Vertical à Terra

3 Efeito das Descargas nos Sistemas de Potência

Quando uma descarga atmosférica atinge um sistema de potência, uma elevada sobretensão é desenvolvida através de equipamentos e da isolação das linhas. Se essa tensão exceder a suportabilidade da isolação, ocorrerá uma descarga. Isso acontecendo, ter-se-á como conseqüência a formação de um arco de potência, o qual será mantido pela tensão do sistema, tornando-se então necessária a operação dos dispositivos de proteção para a eliminação deste curto-circuito. Esta descarga através do ar ou da cadeia de isoladores da linha normalmente não produz nenhum dano. Por outro lado, em geradores, transformadores ou motores onde são usados materiais isolantes sólidos, uma descarga interna provoca um dano permanente.

Na proteção dos sistemas de potência contra descargas atmosféricas é necessário conhecer-se como estas descargas atingem os sistemas, como se dá a propagação dos surtos e o efeito destes surtos de tensão e corrente nas linhas e equipamentos.

Em geral, a proteção contra descargas atmosféricas é dirigida contra os surtos de tensão, uma vez que os surtos de corrente são menos preocupantes. Embora esta corrente possa ser extremamente elevada, seu tempo de duração é muito curto, sendo facilmente suportada por um condutor de pequeno diâmetro. O tipo de condutor a ser utilizado na condução de surtos atmosféricos é normalmente determinado por esforços mecânicos ao invés da capacidade de condução de corrente.

As descargas atmosféricas podem atingir diretamente os condutores de fase ou então serem desviadas para os cabos pára-raios ou mastros que fazem a blindagem dos condutores. Em ambos os casos é necessário entender como os surtos de corrente e de tensão associados a esta descarga se propagam pelo sistema, antes de entrar-se no estudo da proteção adequada contra estes surtos.

3.1 Propagação de Surtos

Quando uma dessas descargas atinge uma linha de transmissão, provoca o aparecimento de ondas trafegantes pelo sistema, com reflexões e refrações nos pontos onde há mudança da impedância característica. Para determinar os surtos de tensão e corrente resultantes em várias partes do sistema, é necessária uma análise de ondas trafegantes. Para sistemas lineares simples esta análise pode ser feita manualmente, enquanto sistemas mais complicados, característica dos nossos sistemas elétricos, requerem o uso de computadores. Como não é nosso objetivo detalhar técnicas de análise de ondas trafegantes, serão vistos apenas alguns conceitos básicos.

Primeiramente considere-se uma descarga atingindo o condutor de fase de uma linha de transmissão. A descarga inicia a propagação de ondas de tensão e de corrente, as quais trafegam aproximadamente à velocidade da luz em ambas as direções a partir do ponto de impacto (Figura 4.11).

Sendo a impedância linear, tensão e corrente têm a mesma forma de onda e podem ser representadas pela equação:

$$V = I \cdot Z \qquad (4.5)$$

onde Z é a impedância de surto do condutor (impedância vista por um transitório tipo sobretensão de origem atmosférica). Assumindo uma corrente de raio de 10 kA e uma impedância de surto típica para o condutor, 400 ohms, o surto de tensão que se propagará pela linha é:

$$V = \frac{IZ}{2} = \frac{10 \times 400}{2} = 2000 \text{ kV}$$

Estas ondas continuam a se propagar pela linha até que seja encontrada uma descontinuidade. Neste ponto, ondas de tensão e corrente serão refletidas de volta à linha enquanto outras serão transmitidas através do ponto de descontinuidade. Pontos de descontinuidade podem ser disjuntores abertos, transformadores, outras linhas ou o rompimento do isolamento da linha.

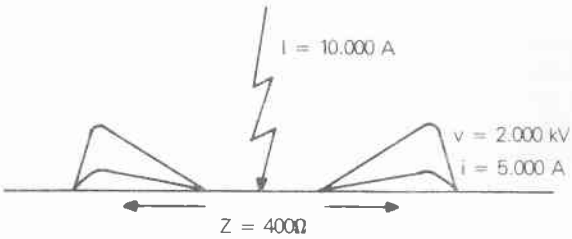


Figura 4.11 - Propagação dos Surtos de Tensão e Corrente Devido a uma Descarga Atmosférica

3.2 Descontinuidades

Considere uma subestação com apenas uma linha e terminada por um transformador. Para um surto atmosférico, o transformador é visto como uma capacitância (2 a 4 nF) e para o propósito desta análise comporta-se essencialmente como um circuito aberto. Quando a onda de tensão encontra um circuito aberto, origina uma onda de tensão refletida de mesma magnitude e polaridade do surto incidente. Os surtos incidentes e refletidos, combinados, resultam então em dobrar a tensão incidente na terminação aberta ou transformador.

Uma outra análise útil e que pode ser facilmente calculada é a determinação da sobretensão resultante em uma subestação com várias linhas conectadas. O aumento do número de linhas ligadas a uma subestação produz uma redução na magnitude do surto incidente, uma vez que este surto de tensão encontra uma menor impedância de surto devido aos múltiplos circuitos. Assumindo que as impedâncias de surto sejam iguais para todas as linhas, a magnitude do surto de tensão resultante na subestação pode ser calculada usando a expressão 4.6.

$$V_2 = \frac{2V_1}{n} \qquad (4.6)$$

Onde:

V_1 é o surto de tensão incidente,

V_2 a sobretensão na subestação e

n o número de circuitos conectados ao barramento.

Assumindo um surto incidente de 1 p.u., V_2 será igual a 2,0 , 1,0 , 0,67 , e 0,50 para uma, duas, três ou quatro linhas conectadas. Este cálculo simples ilustra a vantagem de se terem várias linhas conectadas para a redução do surto de tensão incidente à subestação.

3.3 Atenuação e Distorção

Para surtos que se propagam em pequenas distâncias, como é o caso de estudos de solicitações à isolação de linhas devido a incidência de raios, a consideração de que a forma de onda se mantenha inalterada é adequada. Para a análise de surtos que se propagam por vários vãos, como é o caso de estudos de coordenação de isolamento de subestações, é necessária a consideração da atenuação e distorção, visto que a amplitude e a frente de onda dos surtos sofrem significativas reduções durante a sua propagação até atingirem as subestações.

Atenuação e distorção são causadas por perdas de energia e efeito corona. Uma importante fonte de perdas é a resistência da linha que por causa do efeito pelicular produz atenuação e distorção. Mas a redução mais drástica dos surtos atmosféricos é devida ao efeito corona.

Como os surtos de tensão que trafegam pelas linhas de transmissão são normalmente muito maiores do que a tensão crítica para o aparecimento de corona, as pequenas descargas elétricas que aparecem no ar ao redor do condutor, devido ao corona, provocam não só perdas de energia (com a conseqüente redução da amplitude do surto) como também têm o efeito de retardar a parte da frente da onda acima desta tensão crítica. A distorção geralmente encontrada é de 1 μs por cada quilômetro percorrido. Assim, quanto mais distante da subestação for a queda do raio, menor será a frente de onda do surto ao atingir a subestação. A Figura 4.12 apresenta as formas de onda dos surtos quando do início da propagação e a alguns intervalos em uma linha de 132 kV.

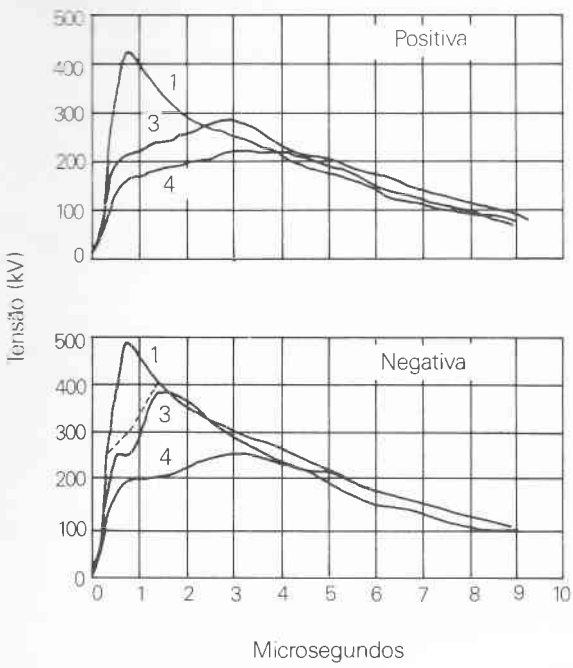


Figura 4.12 - Modificação dos Surtos Durante a Propagação [11]

Deve-se considerar também que o aparecimento do efeito corona provoca um aumento, em termos elétricos, do raio do cabo. Este aumento efetivo do raio aumenta o coeficiente de acoplamento entre os cabos condutores e pára-raios, diminuindo substancialmente a solicitação a isolação da linha. O coeficiente de acoplamento entre os cabos condutores e os pára-raios pode ser calculado através da expressão:

$$k = \frac{Cm}{Cm + Cp} \qquad (4.7)$$

Onde:

Cm é a capacitância mútua entre o cabo condutor e o pára-raios e
Cp a capacitância própria dos condutores.

Se ocorre um aumento, em termos elétricos, do raio dos cabos condutores e pára-raios, a capacitância mútua entre ambos crescerá e conseqüentemente o coeficiente de acoplamento será maior, provocando uma redução na tensão através da cadeia de isoladores.

A redução na amplitude máxima do surto pode ser obtida considerando a seguinte expressão:

$$V = V_0 e^{-\alpha t} \qquad (4.8)$$

Onde:

$$\alpha = \frac{1}{2}\left(\frac{R}{L} + \frac{G}{C}\right) \qquad (4.9)$$

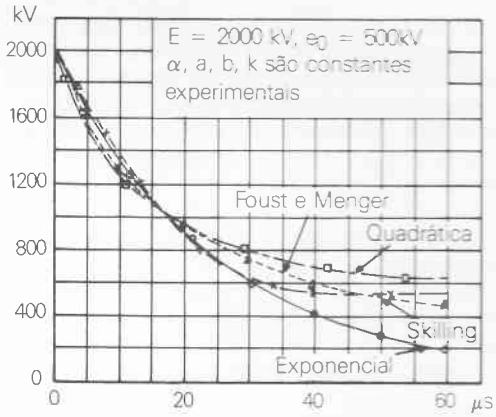
Sendo:

R,L,G,C - parâmetros da linha de transmissão

V_0 - valor da tensão inicial

Outras expressões para o cálculo da atenuação de surtos em linhas de transmissão são indicadas em [9], de onde foi extraída a Figura 4.13, a qual mostra uma comparação entre 4 expressões para a determinação da atenuação de uma onda inicial de 2000 kV.

Observa-se que existe um ponto comum, que é o ponto de 50% da tensão inicial, e que até este valor as 4 expressões fornecem praticamente os mesmos resultados. Como esta região é a de maior interesse, justifica-se a utilização da expressão mais conveniente sob todos os aspectos, que é a fórmula da atenuação exponencial.



0 Atenuação Exponencial $e = E\,e^{-at}$
Δ Foust e Menger $e = E/(kEt + 1)$
X Skilling $\alpha t = (E-e) + e_0 \log_e[(E-e_0)/e-e_0)]$
□ Lei Quadrática $bt = \frac{(E-e)\,e_0}{(E-e_0)(e-e_0)} + \log\left(\frac{E-e_0}{e-e_0}\right)$

Figura 4.13 - Fórmulas de Atenuação de Surtos

4 Incidência de Descargas nas Linhas e Subestações

Da definição do sistema de proteção das subestações contra descargas atmosféricas procura-se conseguir posicionamentos adequados para os cabos pára-raios e mastros, de forma tal que permitam proporcionar uma blindagem efetiva para as fases. Assim, todas as descargas que possam provocar a falha nas isolações dos equipamentos no interior da subestação deverão ser interceptadas pelo sistema de blindagem, sendo então desviadas para a malha de terra. As descargas atmosféricas de menor intensidade poderão eventualmente penetrar na subestação, mas não deverão ocasionar danos às instalações.

O mesmo acontece para as linhas de transmissão, com a diferença de que as descargas atmosféricas que forem interceptadas pelos cabos pára-raios serão drenadas para a terra através dos sistemas de aterramento das torres que são substancialmente diferentes da malha de terra da subestação, apresentando uma impedância equivalente usualmente maior, o que provoca uma circulação de surtos de tensão nas torres e cabos pára-raios com o conseqüente aumento da tensão através da cadeia de isoladores.

Assim sendo, sob três aspectos principais deve ser analisada a incidência das descargas atmosféricas nos sistemas elétricos.

- Estudo de queda direta no condutor (falha de blindagem), que analisa a incidência da descarga diretamente no cabo condutor. A ocorrência da falha da isolação vai depender principalmente da intensidade da corrente do raio, além da impedância de surto dos condutores, isolamento do sistema e do valor da tensão de fase no instante da descarga.

- Estudo de incidência de raios nas torres, mastros ou cabos pára-raios (queda indireta). Este estudo envolve uma grande quantidade de parâmetros de origem aleatória (corrente de raio, isolamento do sistema, aterramento das torres etc.) recebendo por isto mesmo um tratamento estatístico.

- Estudo da incidência de raios nas proximidades da linha. Para linhas de tensão acima de 69 kV, a possibilidade de ocorrer desligamento por incidência de raios nas proximidades da linha pode ser considerada desprezível.

4.1 Queda Direta

Uma descarga atmosférica terminando diretamente sobre o condutor de fase desenvolve uma elevada sobretensão, a qual, na maioria dos casos, provocará a falha da isolação da linha.

Por exemplo, um raio de 30 kA (50% das descargas apresentam correntes maiores do que 30 kA, ver item 2.2), terminando no condutor de fase de uma LT, desenvolverá uma tensão de

$$V = \frac{I.Z}{2} = \frac{30 \times 400}{2} = 6.000 \text{ kV}$$

Obviamente, linhas e equipamentos não podem ser isolados para suportar sobretensões dessa ordem. A alternativa é limitar as sobretensões a valores muito menores. Isso é conseguido com o uso de mastros e cabos pára-raios, de forma a blindar os equipamentos e circuitos contra descargas diretas. Mastros de blindagem são normalmente usados em subestações e a sua utilização será vista no capítulo de coordenação de isolamento de subestações (capítulo 10). A utilização dos cabos pára-raios como controle na limitação das sobretensões de origem atmosférica é feita como mostrado a seguir.

Modelo Eletrogeométrico

A partir do trabalho inicial de Golde em 1961, estabelecendo uma relação entre a corrente do raio e a região de atração, diversos autores desenvolveram modelos analíticos na tentativa de consolidar o elo entre as características elétricas das descargas atmosféricas e os parâmetros geométricos das linhas de transmissão.

Em 1968, Armstrong e Whitehead relataram o desenvolvimento de um modelo analítico envolvendo a geometria da linha de transmissão e o mecanismo das descargas atmosféricas, o qual foi calibrado através de sucessivas tentativas para as configurações de 50 linhas de transmissão efetivamente blindadas, correspondendo a 80000 km de linhas para o número de anos considerados.

A base do modelo eletrogeométrico é o estabelecimento de uma relação entre a intensidade da corrente de raio e a região ao alcance da ponta da descarga piloto, a qual permite então que o raio em sua trajetória para a terra tenha preferência em alcançar objetos mais próximos.

Estudos realizados por Love e Whitehead [8] permitiram o estabelecimento da curva indicada na Figura 4.14, que relaciona a distância de atração com o valor da corrente de raio.

Esta curva foi obtida a partir das equações desenvolvidas por Love e Whitehead para a distância de atração e tensão da descarga piloto, indicadas a seguir:

$$\bar{r}s = 0{,}0513\left[I_0 L_n(2\bar{r}s/b)[I_0 L_n(2\bar{r}s/a) + 2000]\right]^{0,6} \qquad (4.10)$$

$$Vs = 0{,}06\left[I_0 L_n(2\bar{r}s/b)[I_0 L_n(2\bar{r}s/a) + 2000]\right]^{0,5} \qquad (4.11)$$

Sendo:

V_s = tensão da descarga piloto em MV para I_0 em kA

$\bar{r}_s$ = distância de atração média em metros para I_0 em kA

I_0 = corrente do raio

b = raio da descarga piloto, dependente da tensão

a = raio da corrente de retorno, dependente da corrente

Uma aproximação da curva indicada na Figura 4.14 pode ser obtida pela utilização da equação

$$\bar{r}s = 2\,I_0 + 30\left[1 - e^{-I_0/6,8}\right] \qquad (4.12)$$

que a representa com um erro inferior a 1 metro, para correntes acima de 5 kA.

Para a maioria das aplicações, uma relação mais simples

$$\bar{r}s = 9,0\,I_0^{0,65} \qquad (4.13)$$

é inteiramente satisfatória.

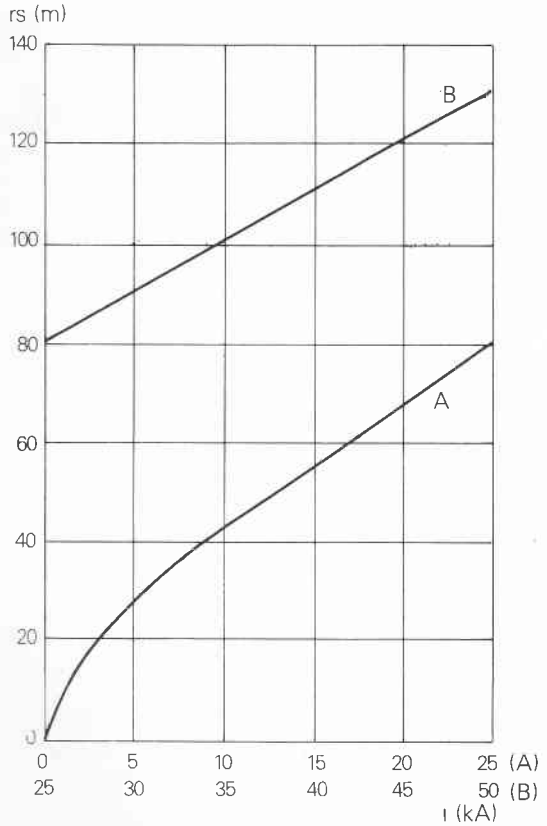


Figura 4.14 - Distância de Atração em Função da Corrente do Raio

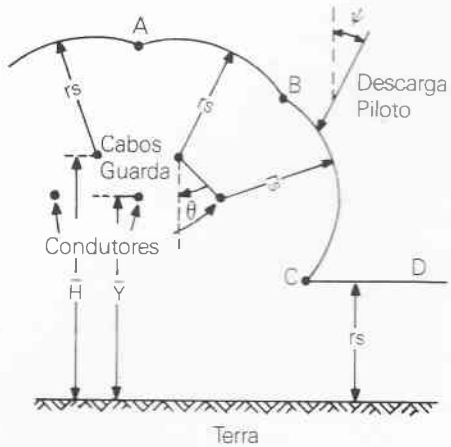
Esta relação entre intensidade de corrente e distância de atração pode ser melhor compreendida se considerarmos que campos elétricos de grande intensidade são estabelecidos ao redor de uma linha de transmissão, devido às cargas deslocadas pela descarga piloto em sua progressão em direção ao solo, provocando um movimento ascendente de cargas que vão em direção à ponta da descarga piloto. Este movimento ascendente de cargas pode deslocar o raio de sua trajetória inicial, atraindo-o para a terra, condutor ou pára-raios. Deste modo, pode-se afirmar que o ponto de impacto na linha é indefinido até que a descarga piloto alcance uma determinada distância acima do solo, ocorrendo então a orientação definitiva, em função das cargas ascendentes, para o ponto de impacto: solo, condutor ou pára-raios.

Estas três possibilidades para a incidência do raio podem ser visualizadas na Figura 4.15.

Utilizando-se o conceito de distância de atração, o ponto de incidência seria aquele que primeiro se encontrasse afastado desta distância em relação à ponta da descarga piloto, quando o raio estivesse se movimentando em direção à linha de transmissão.

O modelo eletrogeométrico é montado para melhor visualização, com as distâncias de incidência referenciadas à geometria da linha de transmissão ao invés de referenciadas à ponta da descarga piloto, como é indicado na Figura 4.15 para uma determinada intensidade de corrente.

As regiões AB, BC e CD representam as áreas de exposição para o pára-raios, condutor e solo respectivamente. Para cada valor de corrente de raio a distância de incidência define uma superfície ABCD para a qual todas as descargas cruzando BC terminam no condutor.



θ - ângulo de proteção
r_s - distância de incidência

Figura 4.15 - Modelo Eletrogeométrico

Como pode ser visto da Figura 4.16 o arco de exposição BC diminui com o aumento da corrente de raio, isto é, da distância de incidência, até se tornar nulo para a distância de incidência d_3 (distância crítica). Desta forma, correntes de raios de valores mais elevados serão sempre desviadas para os pára-raios ou para a terra.

Para correntes menores, a área de exposição aumenta, mas a sobretensão advinda da descarga ($V = IZ/2$) não deve ocasionar a falha da linha. Para isto a isolação da linha deve ser definida de forma a suportar a sobretensão decorrente da incidência da corrente crítica, correspondente à distância de incidência crítica, nos condutores.

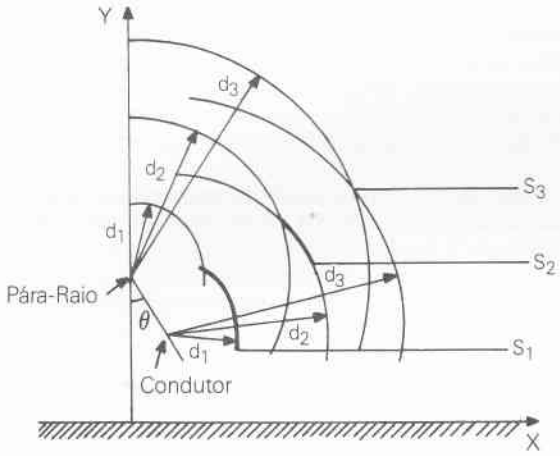


Figura 4.16 - Área de Exposição dos Condutores para Diversos Valores de Corrente de Raio

Alterando-se a posição do cabo pára-raios, isto é, modificando-se o ângulo de blindagem, o valor da máxima corrente de raio que pode alcançar o condutor sofre modificações, aumentando ou diminuindo, conforme o ângulo de blindagem aumente ou diminua, respectivamente.

É possível então posicionar o cabo pára-raios de um modo tal que a corrente máxima, acima da qual o condutor é protegido naturalmente, seja igual à corrente mínima para causar desligamento. Para esta situação, somente raios com intensidade de corrente inferior à mínima necessária para causar desligamentos poderão alcançar o condutor.

Entretanto, deve-se ressaltar que nem sempre é possível uma blindagem eletrogeométrica completa de toda a linha através do dimensionamento adequado do ângulo de proteção dos condutores, oferecidos pelos pára-raios, e da distância entre condutores e pára-raios.

Para linhas de alta e extra-alta tensão, um número grande de descargas para o condutor não causará a falha da linha, porque a sua isolação é suficiente para suportar as tensões geradas pelas descargas de pequena amplitude. Estes surtos de tensão se propagarão pela linha até atingir a subestação, onde, em função das várias descontinuidades (disjuntores, transformadores, reatores etc), elevadas sobretensões podem aparecer.

4.2 Queda Indireta

A incidência de uma descarga atmosférica nos pára-raios, ou nas torres de uma linha de transmissão pode ocasionar o seu desligamento, devido ao crescimento da tensão no ponto de incidência da descarga. Ao contrário da queda direta, a ocorrência de desligamentos em conseqüência desse fenômeno dificilmente é eliminada. Entretanto, esses efeitos podem ser minimizados através de um projeto otimizado de aterramento das estruturas e um ajuste dos elementos de projeto da cabeça da torre.

4.2.1 Descargas nas Torres

Quando um raio atinge uma das torres de uma linha de transmissão, é estabelecido um processo de propagação de ondas de tensão e corrente nos cabos pára-raios, nas torres próximas e nos sistemas de aterramento, com reflexões conforme as impedâncias características envolvidas, como mostra a Figura 4.17.

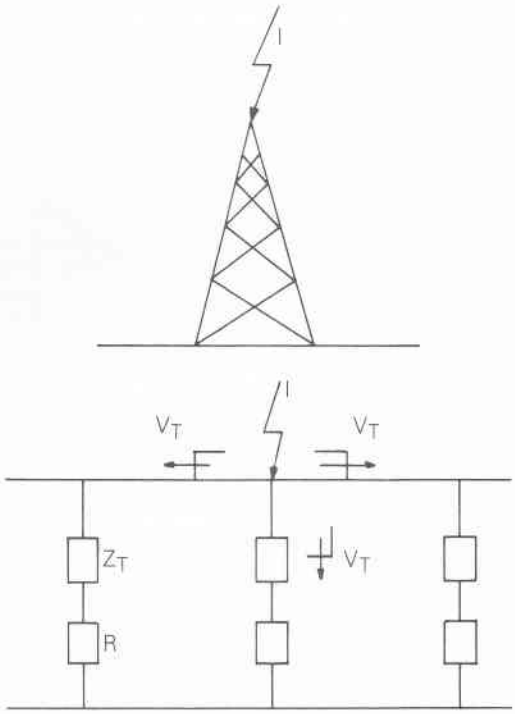


Figura 4.17 - Descarga Atingindo a Torre

A tensão resultante de uma descarga atmosférica é calculada pelo produto da corrente de raio pelo valor da impedância de surto equivalente vista neste ponto. Para a descarga na torre, a impedância de surto equivalente é o paralelo entre a impedância de surto da torre (Z_T) e as impedâncias de surto dos cabos pára-raios (Z_g).

$$Z = Z_T/(1 + 2Z_T/Z_g) \quad (4.14)$$

Esta onda de tensão resultante é modificada por reflexões na base da torre e ainda por reflexões nas torres adjacentes.

A propagação de um surto de tensão nos cabos pára-raios induz, nos condutores de fase, o aparecimento de ondas de tensão acopladas, através da relação de capacitâncias próprias e mútuas desses cabos, de mesma polaridade e k vezes a tensão do cabo. Assim, a cadeia de isoladores, que é o ponto onde o isolamento entre os cabos pára-raios e os condutores é mais fraco, ficará sujeita à diferença entre a tensão no topo da torre e a tensão induzida no condutor.

$$V_T = I \cdot Z \quad (4.15)$$

$$V_S = (1 - K)\, V_T = (1 - K).I.Z_T/(1 + 2\, Z_T/2_g) \quad (4.16)$$

Como k é da ordem de 0.15 a 0.30, a solicitação ao isolamento (V_S) fica substancialmente aliviada pelo efeito do acoplamento.

O valor da resistência de pé de torre é bastante significativo para o desenvolvimento da tensão de topo de torre porque, sendo normalmente inferior à impedância de surto da torre, e é esse o objetivo de um bom projeto, o coeficiente de reflexão para as ondas que são refletidas na base da torre é negativo, fazendo com que o crescimento da tensão no topo da torre sofra uma acentuada redução num intervalo de tempo relativamente pequeno por causa da altura da torre.

O coeficiente de reflexão para as ondas refletidas nas torres adjacentes é também negativo, fazendo com que as tensões refletidas sejam de polaridade inversa mas, como o tempo de propagação relativo ao vão é da ordem de 10 vezes superior ao tempo de propagação na torre, estas ondas refletidas podem chegar à torre atingida num instante em que a tensão no topo da torre já tenha passado pelo seu valor máximo.

4.2.2 Descargas nos Cabos Pára-Raios

A incidência de raios nos cabos pára-raios apresenta como característica básica uma tensão no ponto de incidência muito maior do que para a incidência nas torres.

Para uma descarga atingindo o cabo pára-raios em algum ponto ao longo do vão, vide Figura 4.18, a tensão resultante será dada por:

$$V_M = IZ_g/2 \quad (4.17)$$

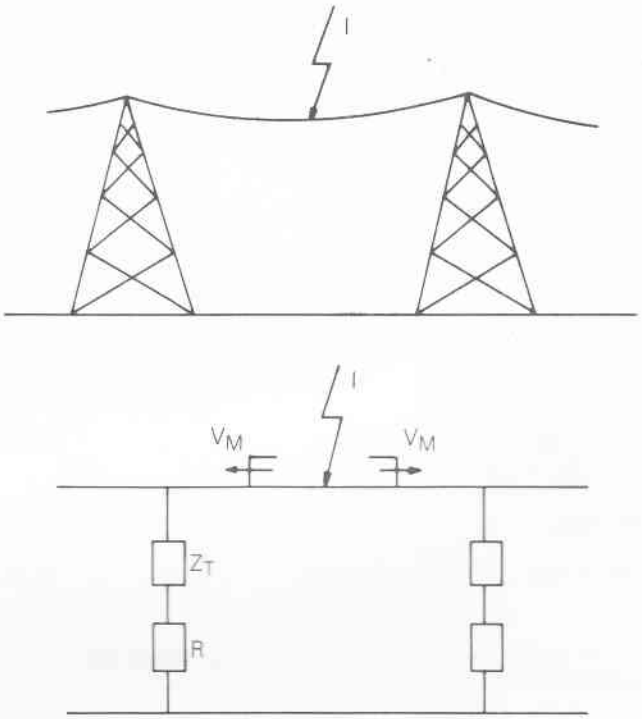


Figura 4.18 - Descarga Atingindo o Cabo Pára-Raios

Esta tensão atingirá valores tanto maiores quanto maior for o afastamento em relação às torres, sendo, portanto, o meio do vão o ponto de incidência que provoca o maior crescimento da tensão. Este fato pode ser facilmente entendido se considerarmos que a impedância de surto vista do ponto de incidência é muito maior neste caso do que no caso de descargas nas torres, além do que o efeito das torres adjacentes e sistemas de aterramento (as ondas refletidas têm sinal negativo) só começa a ser sentido após duas vezes o tempo de propagação até as torres mais próximas.

A tensão (1-k) V_M, à qual o isolamento em ar entre os cabos pára-raios e condutores ficará submetido, é consideravelmente maior do que a tensão à qual a cadeia de isoladores ficaria submetida se uma descarga de mesma intensidade atingisse a torre. Normalmente a flecha dos cabos pára-raios é bem menor do que a dos condutores e logo eles estarão suficientemente afastados para impedir a ocorrência de desligamentos devido à ruptura do isolamento entre condutores e pára-raios ao longo do vão.

Assumindo que não ocorreu a falha no meio do vão, a tensão V_M irá trafegar pelo cabo pára-raio em direção às

torres adjacentes, onde será atenuada por reflexões. A torre se apresenta como uma descontinuidade para as ondas que chegam pelos cabos pára-raios. Assim, ondas refletidas retornam ao ponto de impacto da descarga atmosférica enquanto duas ondas refratadas são geradas. Uma seguirá para o próximo vão pelo cabo pára-raios e a outra desce pela torre até o solo.

A tensão no topo da torre será:

$$V_T = b \cdot V_M \tag{4.18}$$

onde b é o coeficiente de refração dado por:

$$b = 2 \frac{Z}{Z + Z_g} \tag{4.19}$$

Sendo Z a impedância equivalente ao cabo pára-raios e a torre

$$Z = \frac{Z_g Z_T}{Z_g + Z_T} \tag{4.20}$$

ou seja,

$$V_T = V_M \cdot Z_T/(Z_T + Z_g/2) \tag{4.21}$$

A tensão que irá aparecer através da cadeia de isoladores será dada então por:

$$V_T = (1 - k)\, V_M\, Z_T/(Z_T + Z_g/2) \tag{4.22}$$

Para descargas atingindo os cabos pára-raios, as máximas solicitações que serão impostas ao isolamento das torres são da mesma ordem de grandeza daquelas onde a torre é atingida diretamente. Assim, descargas no meio do vão podem resultar na ocorrência de falhas na torre embora nada tenha ocorrido ao longo do vão.

4.3 Descargas Próximas à Linha

Uma descarga atmosférica, terminando próximo de uma linha de transmissão, pode induzir uma tensão na linha, a qual raramente excede 500 kV. Linhas blindadas com cabos pára-raios e de tensão nominal maior do que 69 kV, geralmente têm isolamento suficiente para impedir a ocorrência de descargas para tensões dessa ordem.

Linhas de tensões menores, entretanto, com níveis de isolamento substancialmente menores do que 500 kV, podem falhar por surtos de tensão induzidos. Na maioria dos casos, estes circuitos não têm cabos pára-raios e, logo, estão sujeitos a falharem cada vez que forem atingidos por uma descarga direta. Em geral, falhas por surtos induzidos não são um problema maior, já que o número de falhas por descargas diretas excede em muito aquele decorrente de surtos induzidos.

5 Bibliografia

[1] R.B. Anderson - "Lightning Research in South Africa - CSIR Special Report ELEK 80 Pretoria, October 1975.

[2] K. Berger, R.B. Anderson and H. Kroningh - "Parameters of Lightning Flashes" - Electra nº 41, July 1975.

[3] Edison Electric Institute - "EHV Transmission Line Reference Book" - New York, 1968.

[4] W. Diesendorf - "Insulation Coordination in High-Voltage Electric Power Systems."

[5] Electric Power Research Institute - Transmission Line Reference Book 345 kV and Above.

[6] G.W. Brown - "Lightning Performance - I, Shielding Failures Simplified" - IEEE PAS 97/1, January 1978.

[7] H.R. Armstrong, E.R. Whitehead - "Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding" - IEEE PAS 87, 1968

[8] M. Darveniza, F. Popolansky, E.R. Whitehead - "Lightning Protection of UHV Transmission Lines" - Electra nº 41

[9] L.V. Bewley - "Travelling Waves on Transmission Systems" - Dover, New York, 1963

[10] G.W. Brown, E.R. Whitehead - "Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding II" - IEEE PAS 88, 1969

[11] H.M. Lacey, "The Lightning Protection of High-Voltage Overhead Transmission and Distribution Systems", Proc. IEE, Vol. 96 (1949)

[12] M.A. Uman - "Lightning" - McGraw - Hill, 1969

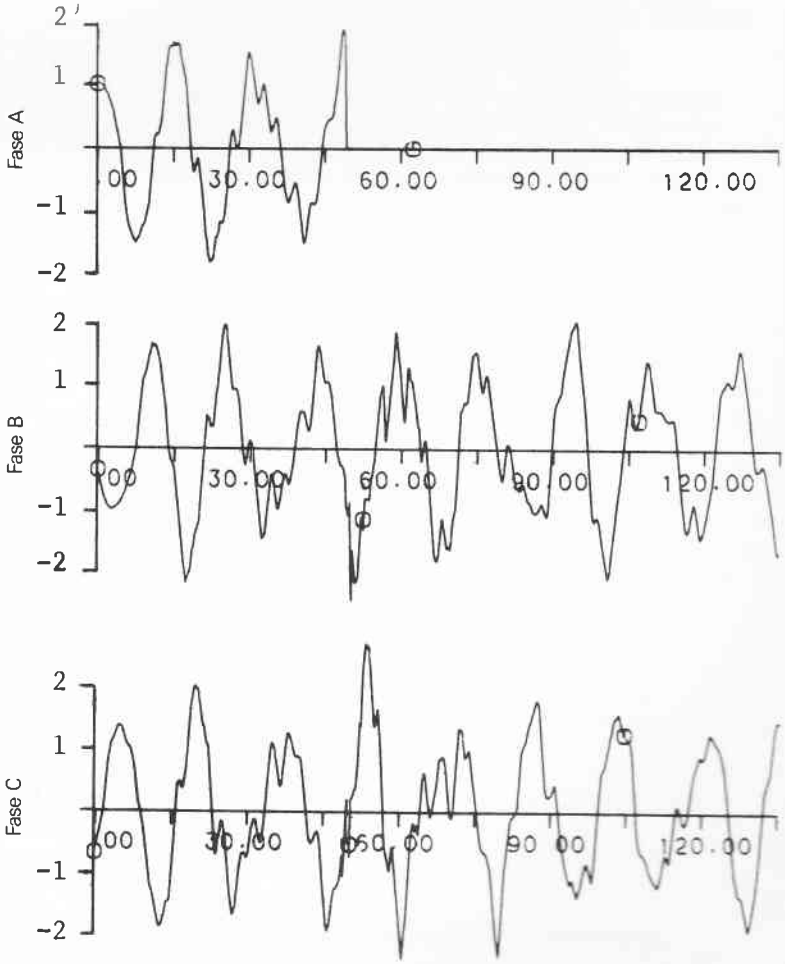
[13] R.H. Golde - "Lightning", Volumes I e II, Academic Press - London, 1977

Capítulo 5

Sobretensões de Manobra

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Claudio dos Santos Fonseca
Roberto Vaisman

Sobretensões devido a Rejeição de Carga Seguida de Curto



1 Introdução

Os efeitos das sobretensões de manobra no isolamento são substancialmente diferentes daqueles impostos pelas sobretensões temporárias, uma vez que atingem valores bem mais elevados e por esta razão são um fator determinante no projeto econômico dos sistemas elétricos, tanto dos equipamentos de subestações como de linhas de transmissão.

As sobretensões de manobra têm sua origem através do chaveamento dos equipamentos de manobra, ou qualquer variação brusca na rede, como por exemplo os curtos-circuitos.

As sobretensões de manobra são fenômenos transitórios eletromagnéticos e são algumas vezes superimpostas à tensão à freqüência industrial. Sua probabilidade de ocorrência depende do número de faltas e operações de manobra no sistema. A magnitude é influenciada pela configuração do sistema e pela potência de curto-circuito, bem como pelas características dos equipamentos. Podem ser reduzidas pela compensação paralela, resistores de fechamento etc. e usualmente decrescem com a evolução do sistema. A determinação das sobretensões de manobra é normalmente realizada em analisador transitório de redes (TNA) e programas digitais, através de representações trifásicas.

Uma outra característica importante das sobretensões de manobra é o aspecto probabilístico, ou seja, para determinada manobra podem-se obter diferentes valores de sobretensão, uma vez que dependerão não só da dispersão dos instantes de fechamento do disjuntor, como também do instante na onda de tensão onde ocorreu o fechamento. A Figura 5.1, a seguir, ilustra uma distribuição estatística de uma operação de energização.

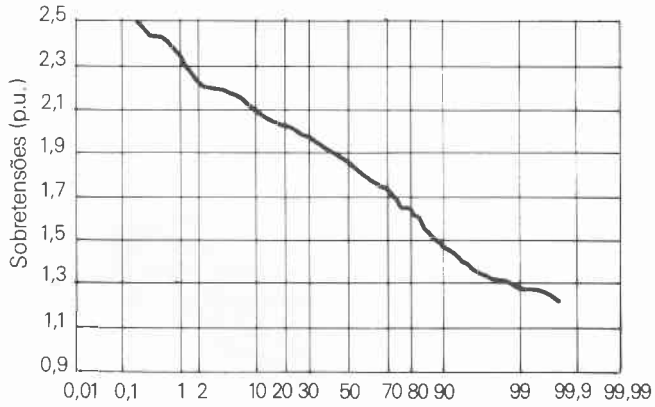


Figura 5.1 - Distribuição de Sobretensões

A seguir são enfocadas as operações de chaveamento mais comuns que causam sobretensões significativas.

2 Energização e Religamento de Linhas

Energização e religamento de linhas de transmissão são manobras típicas que ocorrem em um sistema e cuja análise pode ser feita considerando-se três períodos distintos:

a. O período transitório no qual prevalecem os efeitos das ondas trafegantes associadas a estes fenômenos e cuja duração é da ordem de alguns milissegundos, dependendo do comprimento da linha manobrada. As sobretensões resultantes podem ser caracterizadas por um valor de pico e uma taxa de crescimento, assumindo uma forma exponencial.

b. O período dinâmico, que representa uma transição entre os períodos transitórios e o regime permanente, sendo de natureza repetitiva, caracterizado por pequenas variações na forma de onda que é aproximadamente periódica e composta pela tensão à freqüência fundamental e harmônicos de baixa ordem, predominantemente segundo e terceiro, os quais poderão distorcer bastante a forma de onda, podendo ter uma duração de até um segundo.

c. O regime permanente, no qual a tensão é periódica, porém podendo ser bastante distorcida. Geralmente, para uma linha de transmissão, as sobretensões neste período ocorrem quando o terminal receptor está aberto, como no caso de energizações e religamentos, podendo persistir por vários minutos.

Uma linha de transmissão aberta em uma das suas extremidades age como uma capacitância à freqüência fundamental causando elevação da tensão ao longo do sistema. Esta capacitância pode ser compensada por meio de reatores em derivação, porém esta compensação quase nunca é total, o que faz com que uma linha, mesmo compensada, atue como um capacitor. Se o lado emissor estiver eletricamente próximo a geradores, o efeito dos reguladores das máquinas nas tensões durante o regime permanente deve ser levado em consideração. Os períodos transitório e dinâmico não são afetados pela atuação dos reguladores, uma vez que sua operação é lenta.

As sobretensões resultantes de manobras de energização e religamento dependem de diversas condições do sistema, sendo as mais importantes relacionadas a seguir:

a. Potência de curto-circuito do sistema alimentador

b. Ponto na onda de tensão em que o disjuntor é fechado

c. Grau de compensação da linha de transmissão

d. Comprimento da linha de transmissão

e. Perdas no condutor

f. Presença de equipamentos de proteção

g. Grau de aterramento do sistema

h. Tensão de pré-manobra

i. Valor do resistor de pré-inserção

j. Tempo de inserção do resistor

l. Dispersão entre os contatos do disjuntor

m. Valor da carga residual na linha para o caso do religamento propriamente dito, uma vez que a energização pode ser encarada como um caso particular de religamento, onde a carga armazenada é igual a zero.

2.1 Energização de Linha

Uma sobretensão típica de energização é mostrada na Figura 5.2, onde as sobretensões resultantes são devidas a ondas trafegantes nos condutores.

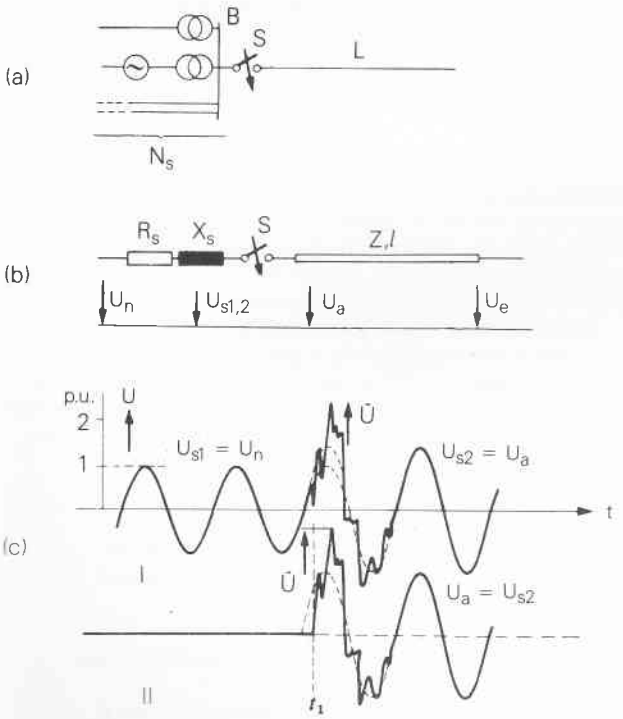


Figura 5.2 - Sobretensões devido à Energização de uma Linha de Transmissão

Como as 3 fases não são fechadas simultaneamente, em função da dispersão entre os contatos do disjuntor, logo após o fechamento da primeira fase já se têm ondas trafegando nas demais fases por causa do acoplamento existente entre elas. Estas ondas de tensão se propagam pela linha, indo se refletir nos terminais abertos onde então ocorrem as maiores sobretensões.

Quando uma linha de transmissão é energizada por uma fonte indutiva, as formas de onda e a magnitude das sobretensões transitórias desenvolvidas são dependentes de 3 constantes de tempo.

Na Figura 5.3 estão indicados os oscilogramas das tensões produzidas no início e no fim da linha, quando esta é energizada tanto por fonte infinita como por fonte indutiva, no instante em que a onda de tensão da fonte passa pelo máximo. Pode-se notar que, quando a linha é energizada por fonte indutiva, não aparece um degrau de tensão no início da mesma, como no caso da fonte infinita.

Observa-se um aumento exponencial para a tensão à freqüência industrial com uma constante de tempo determinada pela indutância da fonte e pela impedância de surto da linha. Este aumento exponencial inicial ocorre também no fim da linha. As multiplas reflexões acarretam mudanças nestas exponenciais, conseqüentemente nas formas de onda. Os intervalos nos quais ocorrem estas mudanças são determinados pela segunda constante de tempo, ou seja, pelo tempo de propagação da linha. O pico "A" da tensão no início da linha é devido à primeira reflexão da onda no fim da linha, chegando no início e encontrando a indutância da fonte.

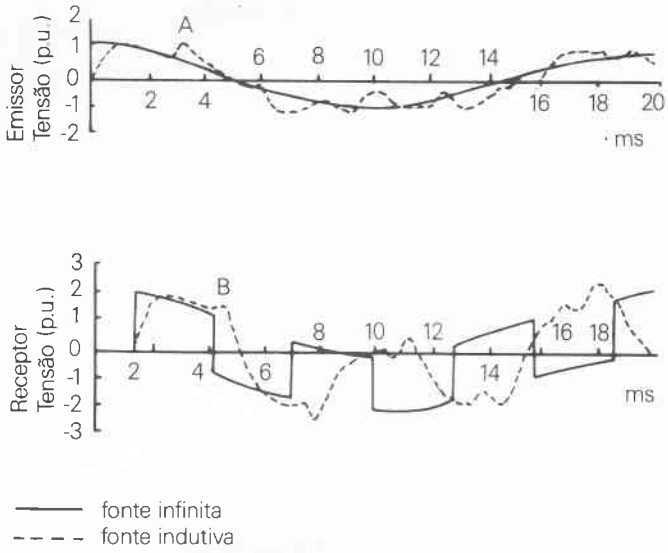


Figura 5.3 - Transitórios de Energização de Linhas

Este pico é por sua vez transmitido para o fim da linha que aparece como sendo o pico "B" no oscilograma da tensão no final da linha. Depois disso, devido às inúmeras reflexões, estes picos reaparecem nas formas de onda em intervalos iguais a 2 vezes o tempo de propagação da linha e entre esses intervalos novas mudanças exponenciais ocorrem. Tudo isso ocorre superimposto à tensão à freqüência industrial, constituindo assim a terceira constante de tempo. Os oscilogramas da Figura 5.3 não levam em consideração as perdas, apesar de que na prática elas contribuem para o amortecimento dos transitórios.

Para uma linha de determinada configuração, conseqüentemente com uma certa impedância de surto, ao se alterar a indutância da fonte no caso de energizações, altera-se a constante das mudanças exponenciais, enquanto que, modificando-se o seu comprimento, o intervalo nos quais os picos A e B ocorrem também irá variar. Conseqüentemente, tais mudanças irão alterar a forma de onda das sobretensões no início e fim da linha. A Figura 5.4 indica esta variação em termos de sobretensões máximas em p.u..

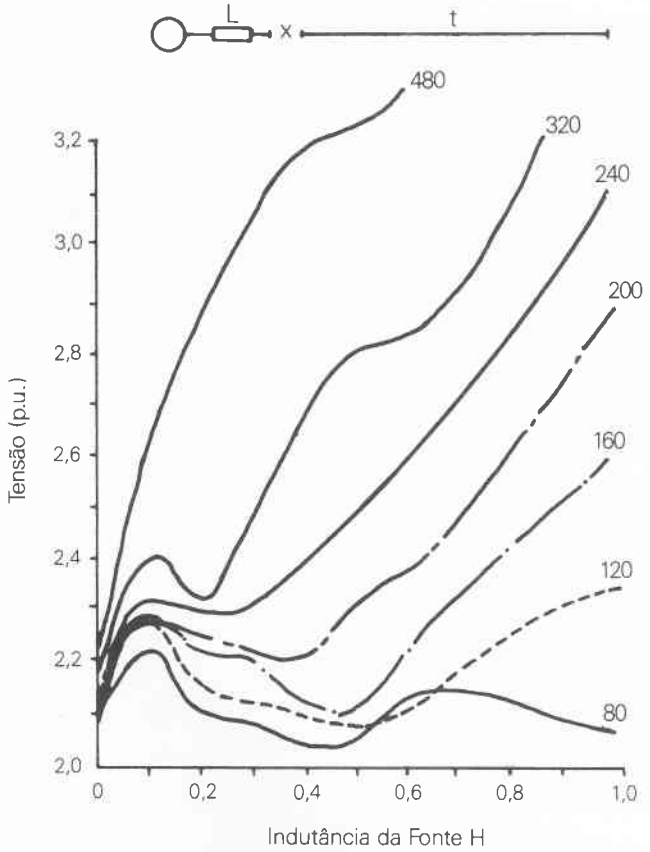


Figura 5.4 - Sobretensões Máximas de Fim de Linha em Função da Indutância da Fonte e Comprimento da Linha [2]

Na prática, as sobretensões devidas à energizacão são maiores em virtude do acoplamento mútuo entre as 3 fases e ao fato dos 3 pólos do disjuntor não se fecharem simultaneamente. Para se obter as sobretensões máximas no final da linha, é necessário considerar um elevado número de manobras de modo a se ter diferentes seqüências de fechamento, obtendo-se um histograma de sobretensões máximas.

Quando a linha a ser energizada é terminada por um transformador, o fenômeno torna-se mais complexo, por causa da característica não-linear do núcleo do transformador. Os harmônicos assim gerados podem interagir com a capacitância da linha e causar oscilações não-lineares, e em algumas circunstâncias estas oscilações podem permanecer sustentadas por longo tempo, exigindo severamente os pára-raios conectados na linha.

2.2 Religamento de Linha

Quando um disjuntor opera no sentido de desligar uma linha em vazio, a corrente capacitiva da linha é interrompida quando ela passa por zero e quando isto ocorre a tensão está passando pelo seu valor máximo, conseqüentemente deixando uma "carga residual" na linha, que não é igual em todas as três fases devido ao acoplamento existente entre elas. Este acoplamento e o deslocamento do neutro deixa na fase que primeiro interrompe a corrente uma tensão de até 1,3 p.u., e, a menos que esta carga seja drenada por um transformador ou reator, permanecerá na linha por muito tempo.

Se a linha é religada antes da carga residual ter sido drenada e os pólos do disjuntor fecharem quando a tensão do sistema estiver com polaridade oposta à da linha, a diferença entre os valores de tensão com e sem carga residual é grande; conseqüentemente, a sobretensão transitória também será maior. Em linhas trifásicas, sobretensões desse tipo podem atingir até 5,0 p.u., embora geralmente tais valores sejam menores. A Figura 5.5 indica as sobretensões resultantes de uma operação de religamento.

O decaimento da carga de uma linha em vazio, quando da não existência de equipamentos especiais, é muito lento, sendo governado pelas condições climáticas e ocorrendo através do escoamento pela cadeia de isoladores. Desta forma, a linha mantém-se carregada com praticamente sua tensão máxima por um longo período após a interrupção da corrente, tempo este da ordem de 2 a 5 minutos para descarga total da linha, podendo atingir 15 minutos em condições ambientais muito secas, ou seja, bastante superior ao tempo morto utilizado nos esquemas de religamento que se situa em torno de 30 ciclos (0,5 segundos).

O tempo de descarga da linha pode ser bastante modificado caso ao disjuntor tenham sido acoplados resistores de abertura ou se reatores em derivação ou

transformadores de potencial indutivo forem conectados à linha. Quanto ao efeito do resistor de abertura, ele depende basicamente do valor do resistor, do seu tempo de inserção e do comprimento da linha.

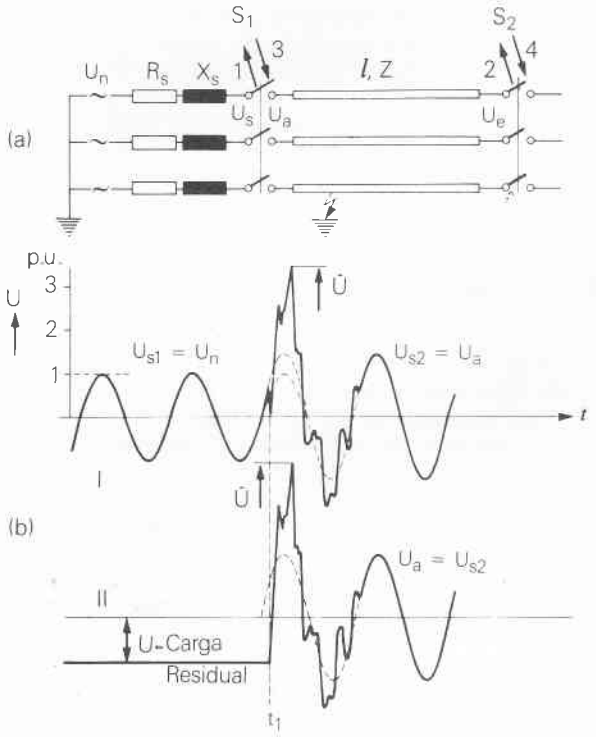


Figura 5.5 - Diagrama e Formas de Ondas Básicas para a Tensão em uma Manobra de Religamento

Quando a linha é compensada por um reator em derivação, o comportamento da carga residual retida nas capacitâncias da linha assume forma oscilatória, em geral com composição de freqüências, dependendo do grau de compensação paralela. A forma de onda possui um amortecimento na sua magnitude no decorrer do tempo, dependente do fator de qualidade do reator. Esta descarga transitória é quem determina as condições de fechamento dos pólos do disjuntor.

Para melhor entendimento da natureza desta composição de freqüências na descarga transitória, considere uma linha totalmente transposta compensada com reatores em derivação. Assim, utilizando-se análise modal, pode-se determinar as freqüências naturais modais f_1, f_2 e f_0.

Neste caso transposto tem-se como freqüências naturais dos diferentes modos a seguinte relação: $f_1 = f_2 \neq f_0$, onde f_1 e f_2 são conhecidos como os modos "aéreos", enquanto que f_0 corresponde à seqüência zero.

$$f_1 = f_2 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_1 C_1}} \tag{5.1}$$

L_1, C_1 - parâmetros de seqüência positiva

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_0 C_0}} \tag{5.2}$$

L_0, C_0 - parâmetros de seqüência zero

Estas freqüências de oscilação podem ser mais facilmente obtidas se a reatância da linha for desprezada. O erro assim introduzido é muito pequeno, visto ser esta reatância muito menor do que a do reator. Sabendo-se que a potência do reator (Q_l) e a potência reativa capacitiva da linha (Q_c) são dadas por:

$$Q_l = \frac{V^2}{\omega L_1} \tag{5.3}$$

$$Q_c = V^2 \omega C_1 \tag{5.4}$$

e expressando em termos de porcentagem da compensação paralela, tem-se:

$$Q_l = k_1 Q_c \quad (k_1 \text{ é a porcentagem de compensação}) \tag{5.5}$$

Logo:

$$L_1 = \frac{V^2}{\omega k_1 Q_c} \quad \text{e} \quad C_1 = \frac{Q_c}{V^2 \omega} \tag{5.6}$$

Assim, tem-se:

$$f_1 = f_2 = \frac{1}{2\pi\sqrt{\frac{V^2}{\omega k_1 Q_c} \cdot \frac{Q_c}{V^2 \omega}}} =$$

$$= \frac{1}{2\pi\sqrt{\frac{1}{\omega^2 k_1}}} = \frac{1}{\frac{2\pi}{\omega}\sqrt{\frac{1}{k_1}}} \tag{5.7}$$

$$f_1 = f_2 = \sqrt{k_1} \cdot \frac{\omega}{2\pi} = \sqrt{k_1} \cdot f_{60} \tag{5.8}$$

Onde f_{60} é a freqüência a 60 Hz.

Analogamente, para a seqüência zero:

$$f_0 = \sqrt{k_0} \cdot f_{60} \qquad (5.9)$$

Sendo que:

$$k_0 = k_1 \frac{C_1}{C_0}, \text{ já que } k_1 Q_{c1} = k_0 Q_{c0} \qquad (5.10)$$

Assim, se a linha transposta é totalmente compensada (100% de compensação, ou seja, $k_1 = 1{,}0$) a descarga transitória da carga residual se processa de forma puramente exponencial, com uma freqüência de oscilação igual a 60 Hz, não havendo excitação do modo de seqüência zero, conforme pode ser visto na Figura 5.6.a. Contudo, quanto menor o grau de compensação paralela, maior será a diferença entre a freqüência da fonte alimentadora e a freqüência natural do conjunto linha-reator. Conseqüentemente, o modo de seqüência zero será excitado devido a este desbalanço conduzindo à formação de uma forma de onda oscilatória de dupla freqüência do tipo:

$$V(t) = A \cos(\omega_1 t) + B \cos(\omega_0 t) =$$

$$= K \cos\left(\frac{\omega_0+\omega_1}{2}\right) t \cdot \cos\left(\frac{\omega_0-\omega_1}{2}\right) t + (B-A) \cos(\omega_0 t),$$

onde (B-A) é muito pequeno comparado com K.

Observa-se que a oscilação final do sistema é composta da média e da semidiferença das freqüências de seqüência positiva e zero:

$$f_A = \frac{f_1+f_0}{2} \text{ e } f_B = \frac{f_0-f_1}{2} \qquad (5.11)$$

A Figura 5.6.b ilustra o aspecto mencionado acima, onde se verifica a oscilação da carga residual com a presença dessas duas freqüências (f_A e f_B). Na composição da forma de onda da carga residual, tem-se que a amplitude da componente de freqüência f_1 é aproximadamente igual à tensão fase-neutro de pico da fonte, enquanto que a componente de freqüência f_0 é desprezível na maioria dos casos.

Assim, conclui-se que, no início da descarga transitória, a componente de seqüência zero acarreta o aparecimento de oscilações de baixa freqüência e como o amortecimento de seqüência zero é maior do que o de seqüência positiva tem-se, portanto, logo após este período inicial, o amortecimento da descarga transitória associado somente à freqüência f_1.

Já em uma linha não transposta com compensação paralela, as freqüências f_1, f_2 e f_0 são diferentes entre si; conseqüentemente, o comportamento da descarga transitória da carga residual em 2 fases é fortemente oscilatório, com batimento dos dois modos "aéreos", f_1 e f_2. Tal batimento resulta da seguinte relação de freqüências:

$$f_C = \frac{f_2+f_1}{2} \qquad (5.12)$$

$$f_D = \frac{f_2-f_1}{2} \qquad (5.13)$$

É interessante notar que a fase central não apresenta este batimento acentuado observado anteriormente, uma vez que somente duas freqüências estão presentes (f_1 e f_0), daí a forma de onda semelhante ao caso transposto.

Assim, conforme se observa das Figuras 5.7.a e b, a representação do acoplamento desbalanceado das linhas de transmissão não-transpostas resulta em cargas residuais oscilatórias de 2 freqüências naturais, f_C e f_D, com batimento. Portanto, é possível que, no momento do religamento do disjuntor, a carga residual da linha esteja significativamente mais alta do que aquela observada se a linha for modelada como continuamente transposta.

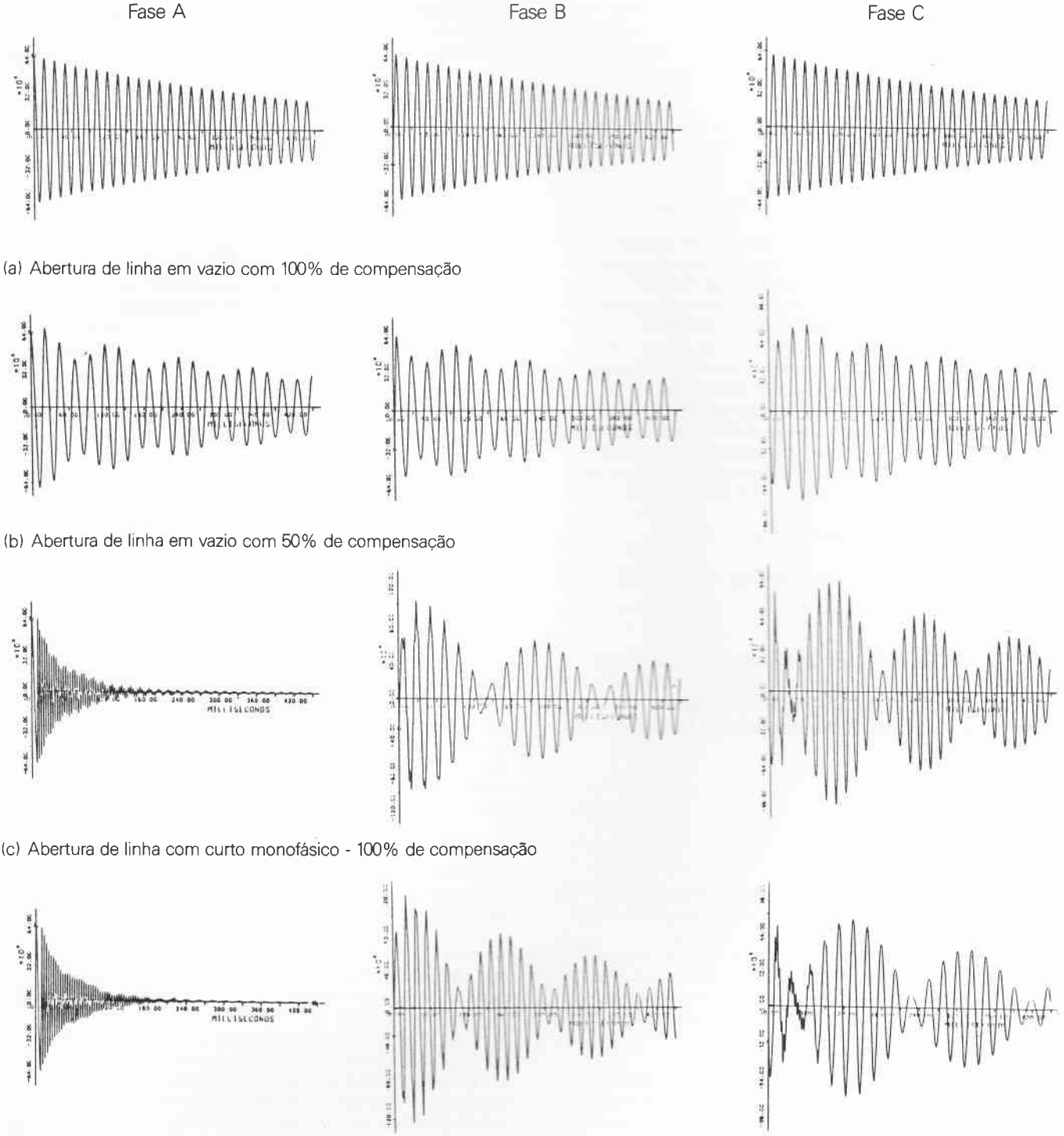
Todavia, é muito improvável que uma linha seja desligada e religada sem ter havido a ocorrência de um curto. Assim, se a linha é desligada devido a um curto-circuito, o modo de seqüência zero é significativamente excitado; conseqüentemente, a freqüência f_0 aparecerá na carga residual, devido à circulação de corrente pela terra (seqüência zero) durante o curto monofásico. Para ilustrar este efeito da seqüência zero, considere os oscilogramas da carga residual das Figuras 5.6.c e d, devido a um curto-circuito. Neste caso, como a linha foi representada totalmente transposta, ou seja, $f_1 = f_2$, tem-se o batimento com a freqüência do modo zero (f_0).

Para a linha não-transposta, o comportamento é semelhante ao caso transposto, observando-se, porém, que as freqüências f_1 e f_0 são maiores, conforme é mostrado na Figura 5.7.c e d.

Estas sobretensões podem ainda ser reduzidas se os disjuntores forem providos de resistores de fechamento, os quais absorvem a energia associada às ondas trafegantes.

Dos fatos expostos, verifica-se que, para uma mesma configuração de linha, para um mesmo sistema alimentador, as sobretensões originadas de manobras de energização e religamento não são constantes, uma vez que dependem tanto do ponto na onda de tensão em que o disjuntor é chaveado como da dispersão entre os seus contatos, para cada operação realizada.

Desta forma, os estudos dessa natureza são realizados estatisticamente, de modo que todas as prováveis condições de fechamento sejam consideradas no que diz respeito a esta característica aleatória dos instantes de fechamento dos pólos do disjuntor.



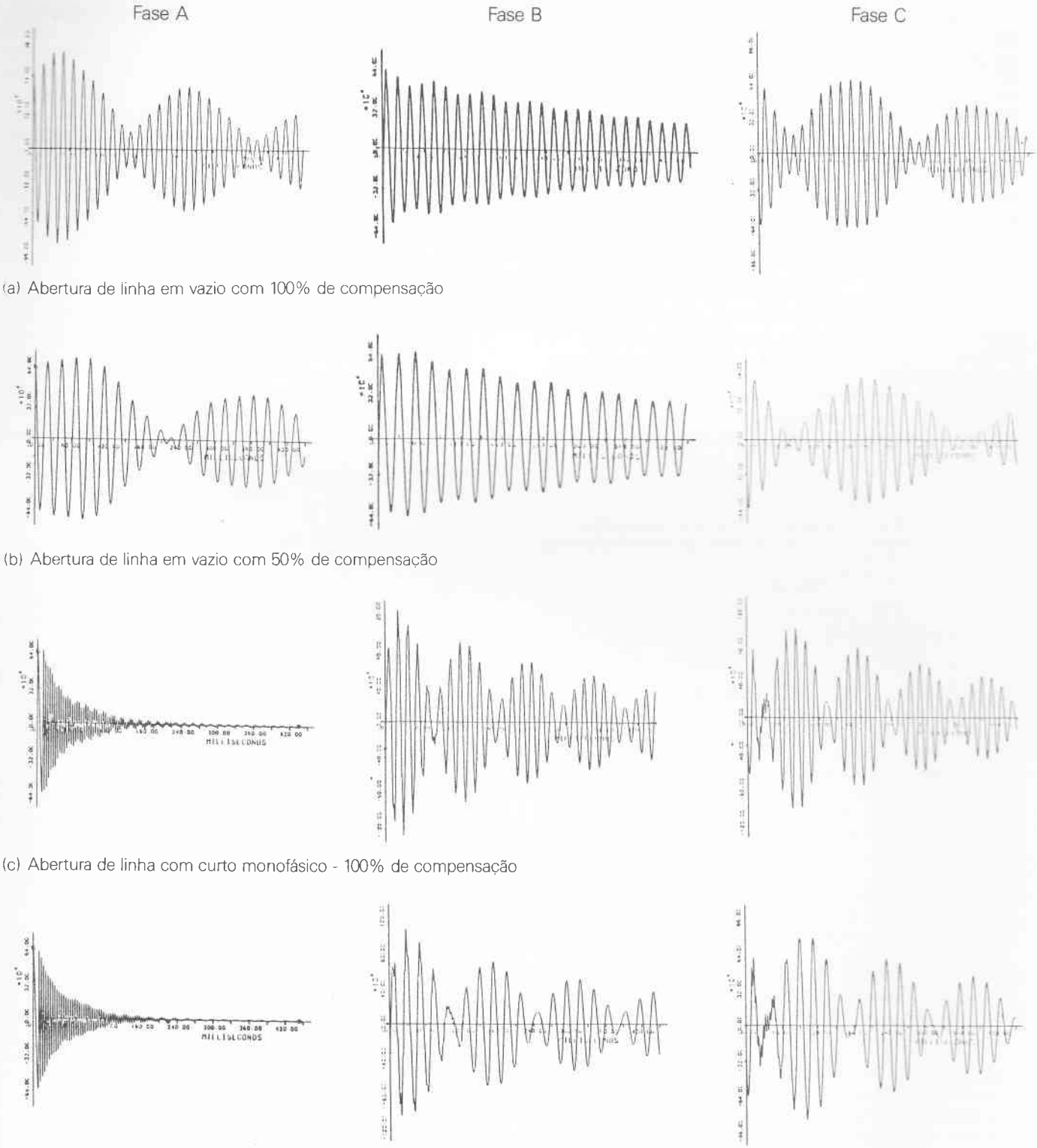
(a) Abertura de linha em vazio com 100% de compensação

(b) Abertura de linha em vazio com 50% de compensação

(c) Abertura de linha com curto monofásico - 100% de compensação

(d) Abertura de linha com curto monofásico - 50% de compensação

Figura 5.6 - Oscilação da Carga Residual em Linhas Totalmente Transpostas com Compensação Paralela - Medido no Começo da Linha



(a) Abertura de linha em vazio com 100% de compensação

(b) Abertura de linha em vazio com 50% de compensação

(c) Abertura de linha com curto monofásico - 100% de compensação

(d) Abertura de linha com curto monofásico - 50% de compensação

Figura 5.7 — Oscilação da Carga em Linhas não Transpostas com Compensação Paralela - Medido no Começo da Linha

Em sistemas de transmissão EAT pode existir outro tipo de religamento, o monopolar. As sobretensões de religamento monopolar são da mesma natureza das sobretensões de religamento tripolar, com a diferença básica de que a carga residual encontrada na fase a ser chaveada é estabelecida pela tensão que aparece nesta fase logo após a extinção do arco, provocada pelo acoplamento entre fases. O instante de extinção do arco secundário e o valor da tensão residual são aspectos verificados quando se estuda este tipo de religamento, ou seja, o instante de primeira passagem da corrente por zero, após o instante em que a corrente de pico é inferior a um valor pré-determinado, e o primeiro pico da tensão residual.

Sobretensões transitórias também podem ser produzidas quando uma linha é desenergizada. Um exemplo de desenergização de uma linha terminada com um transformador é mostrado na Figura 5.8, onde se pode observar que a tensão atinge valores de aproximadamente 1,5 p.u. e a forma de onda apresenta um aspecto retangular por causa do efeito da saturação do transformador.

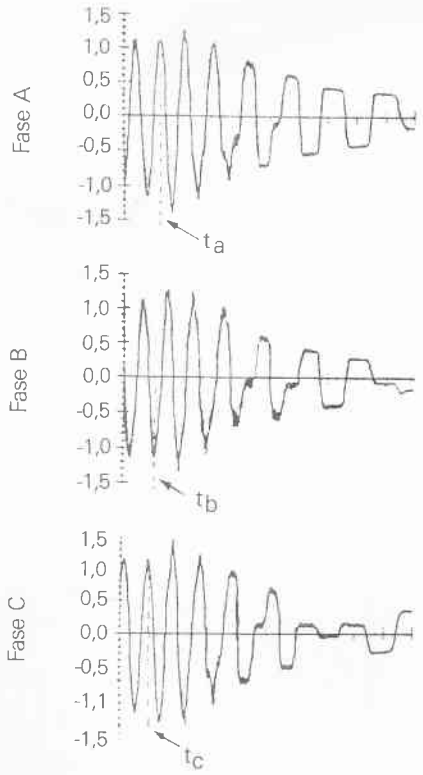


Figura 5.8 - Sobretensões Produzidas quando uma Linha Terminada por Transformador é Desenergizada (t_a, t_b, t_c são os instantes de abertura dos disjuntores) [1]

3 Chaveamento de Capacitores e Reatores

Tensões elevadas podem se desenvolver durante manobras em circuitos que contêm reatores ou capacitores, particularmente se ocorre o fenômeno da reignição entre os contatos do disjuntor. Geralmente, neste tipo de chaveamento, o fenômeno envolve o armazenamento de energia nas indutâncias e capacitâncias, com uma troca entre ambos.

3.1 Circuitos Capacitivos

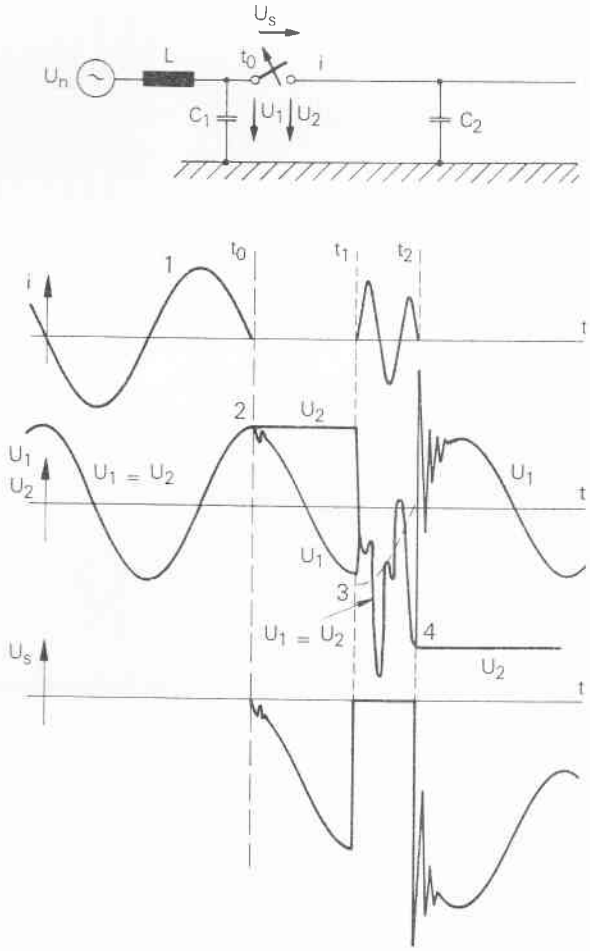


Figura 5.9 - Interrupção de Corrente Capacitiva

Considerando o circuito indicado na Figura 5.9, que envolve uma carga capacitiva alimentada através de uma

fonte indutiva, tem-se que a corrente está adiantada de 90° em relação à tensão. Assim, quando os contatos do disjuntor se abrem (em torno do ponto 1 da Figura 5.9) se estabelece um arco entre esses contatos e a corrente continua a fluir até passar por zero, quando então o arco perde sua condutividade. No ponto 2, quando a corrente é efetivamente interrompida, ocorre uma pequena oscilação na tensão devido à equalização de energia entre a indutância da fonte L e as capacitâncias parasitas C_1. Neste caso não ocorre a reignição do arco porque a tensão através do disjuntor, U_2-U_1, é muito pequena; assim, o capacitor permanece carregado com a tensão máxima da fonte, ou seja, +1.0 p.u.

Quando a tensão da fonte muda de polaridade, a tensão de restabelecimento, U_2-U_1, do disjuntor aumenta, e quando aquela tensão atinge metade do ciclo, ou seja, -1.0 p.u., a tensão de restabelecimento por sua vez atinge aproximadamente 2.0 p.u., e, se o disjuntor não tiver obtido suficiente rigidez dielétrica para suportar a tensão através de seus contatos, ocorrerá então a reignição, conforme indica o ponto 3.

Com base no circuito da Figura5.9 pode-se determinar a expressão de I(t) após a reignição:

$$L\frac{dI}{dt} + U_2(t) = U_n \cos \omega t \qquad (5.14)$$

Sabe-se que:

$$U_2 = U_2(0) + \frac{1}{C_2}\int I dt \qquad (5.15)$$

Substituindo-se a equação 5.15 na 5.14 e assumindo que durante o período de interesse a tensão da fonte permanece praticamente constante e igual ao seu valor de pico, pode-se escrever:

$$L\frac{dI}{dt} + \frac{1}{C_2}\int I dt = U_n - U_2(0) \qquad (5.16)$$

E aplicando transformada de Laplace, tem-se:

$$Ls\,i(s) - LI(0) + \frac{i(s)}{sC_2} = \frac{U_n - U_2(0)}{s} \qquad (5.17)$$

Como I (0) = 0, já que a corrente no instante da abertura é zero, e como $1/LC_2 = \omega_0^2$ a expressão fica:

$$i(s) = \frac{U_n - U_2(0)}{L(s^2 + \omega_0^2)} \qquad (5.18)$$

Aplicando a transformada inversa, obtém-se:

$$I(t) = \frac{U_n - U_2(0)}{Z_0} \cdot \text{sen}\,\omega_0 t \qquad (5.19)$$

Onde:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C_2}} \qquad (5.20)$$

Finalmente, substituindo-se a equação 5.19 na 5.15, pode-se calcular a tensão através do capacitor C_2:

$$U_2 = U_2(0) + \frac{1}{C_2}\int_0^t \left(\frac{U_n - U_2(0)}{Z_0}\right) \text{sen}\,\omega_0 t\, dt \qquad (5.21)$$

Resolvendo a integral, obtém-se a expresão para a tensão através de C_2 no instante da reignição.

$$U_2 = U_2(0) + \left[U_n - U_2(0)\right](1 - \cos \omega_0 t) \qquad (5.22)$$

Como a tensão através do capacitor, $U_2(0)$, é igual U_n, conforme mostra a Figura5.9, e se a reignição ocorrer quando a tensão da fonte atingir - U_n, a equação 5.22 fica:

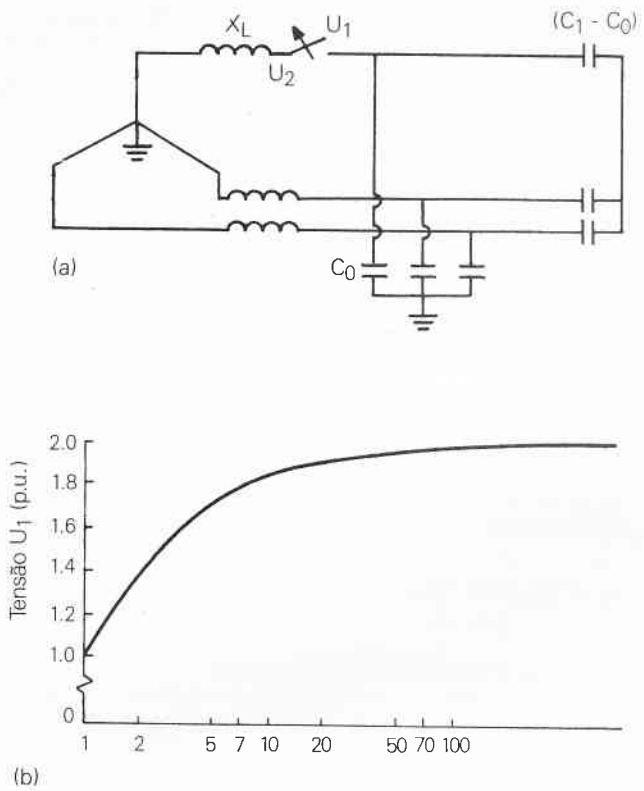
$$U_2 = +U_n - 2U_n(1 - \cos \omega_0 t) \qquad (5.23)$$

Conforme a equação acima, o valor máximo de U_2 atinge $-3U_n$.

Quando a tensão no capacitor atingir seu máximo (ponto 4), a corrente de descarga transitória estará passando por zero e o arco de extinguirá novamente, deixando o capacitor carregado em uma tensão mais alta. Teoricamente o capacitor poderia ficar carregado em -3.0 p.u. Na Figura 5.9 o processo pára no ponto 4, mais uma segunda reignição poderia ocorrer meio ciclo após, quando a tensão através dos contatos do disjuntor atinge +4.0 p.u. Esta reignição poderia teoricamente deixar o capacitor carregado em +5.0 p.u. Em suma, este processo teoricamente poderia continuar indefinidamente, mas na prática, perdas, capacitâncias parasitas e provavelmente falha de isolamento limitam esta sobretensão.

É interessante enfatizar que este processo pode ocorrer sempre que correntes capacitivas são manobradas, como por exemplo a abertura de uma linha de transmissão, um cabo ou um banco de capacitores.

Em sistemas trifásicos, o fenômeno é mais complexo, particularmente se os pólos do disjuntor não operam ao mesmo tempo. Na abertura da primeira fase, ocorrerá uma elevação da tensão provocada pelo acoplamento com as fases ainda energizadas, dependente da relação C_1/C_0, sendo que a pior sobretensão ocorre somente se uma fase permanecer aberta. A Figura 5.10 mostra a magnitude das tensões em regime permanente, assumindo que nenhuma reignição tenha ocorrido.



$$\frac{\text{Capacitância de seqüência positiva}}{\text{Capacitância de seqüência zero}} = \frac{C_1}{C_0}$$

Figura 5.10 - Tensão para a Terra na Primeira Fase a Abrir [3]

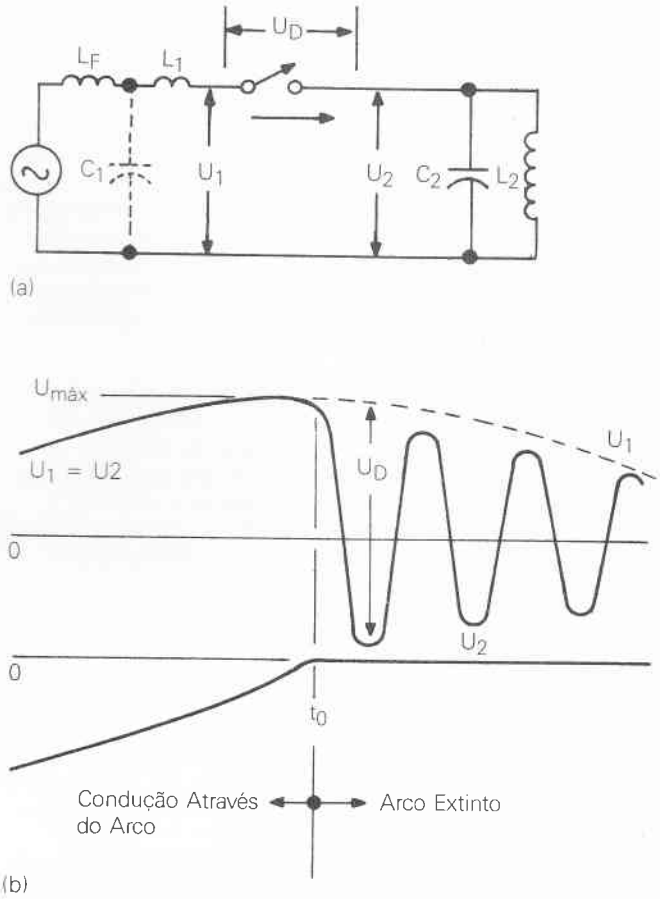


Figura 5.11 - Abertura de um Circuito Indutivo

3.2 Circuitos Indutivos

Na Figura 5.11 é mostrado um circuito com um indutor L_2 em paralelo com uma capacitância C_2. Se neste caso $\omega L \ll 1/\omega C$, a corrente que circula na chave será predominantemente aquela que circula em L_2 e estará atrasada da tensão de 90°. Admite-se que o valor da indutância L_F é menor do que L_2 e que os contatos do disjuntor separam-se antes do instante t; conseqüentemente, a corrente I será conduzida através do arco estabelecido entre os contatos. Quando a corrente passa por zero, o arco se extingue e como o circuito é indutivo, isto ocorrerá quando U_1 e U_2 estiverem em seus máximos. Neste caso, se o arco se extinguiu e assim permaneceu, haverá uma oscilação da tensão U_2 devido à troca de energia entre C_2 e L_2. A freqüência desta oscilação é ditada por L_2 e C_2 e é geralmente maior do que a freqüência da fonte. A tensão do restabelecimento através do disjuntor U_D cresce rapidamente para seu valor máximo sendo esta situação bem diferente do caso anterior (Figura 5.9), no qual meio ciclo decorreu antes da tensão de restabelecimento ter atingido o seu máximo.

Na prática, a tensão de restabelecimento é influenciada pelas oscilações que ocorrem na tensão U_1 quando o arco se extingue. Estas oscilações são devidas a L_1 e C_1.

Como a tensão de restabelecimento U_D é aplicada através dos contatos do disjuntor logo após o arco ter-se extinguido, pode-se então estabelecer condições em que o arco reacenda novamente. Se houver a reignição, como na Figura 5.12, a tensão U_2 na carga tentará assumir a tensão da fonte U_1. Correntes oscilatórias de freqüência estabelecida por L_1 e C_1 circularão e a tensão na carga pode atingir valores maiores que U_1. Como a corrente de arco cruza o zero, este pode novamente extinguir-se em t_1 e a tensão de restabelecimento será novamente determinada por L_2 e C_2. Este processo pode se repetir por muitas vezes com várias reignições, fazendo com que a tensão U_2 aumente consideravelmente.

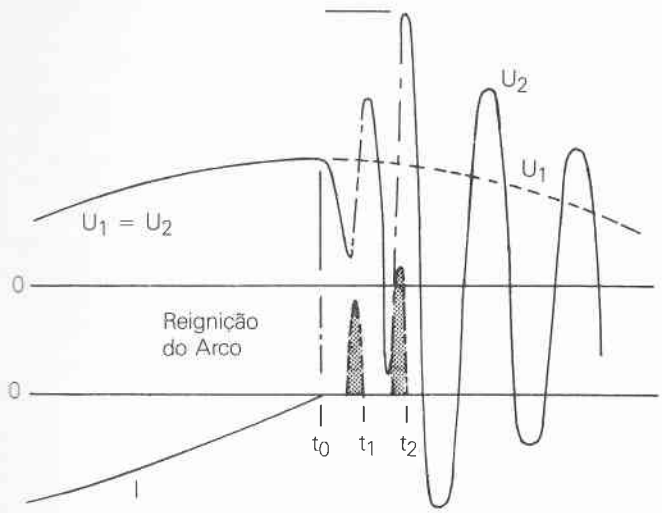


Figura 5.12 - Reignição e Aumento da Tensão

A Figura 5.13 mostra um exemplo, onde o arco primeiro tenta extinguir-se no ponto 1 e depois repetidas reignições ocorrem entre os pontos 1 e 2. Finalmente o arco desaparece permanentemente no ponto 3 e U_2 decresce de forma oscilatória, de acordo com a freqüência de oscilação de L_2 e C_2

As Figuras 5.12 e 5.13 ilustram o fenômeno que freqüentemente é observado quando a corrente de magnetização de um reator ou transformador é interrompida.

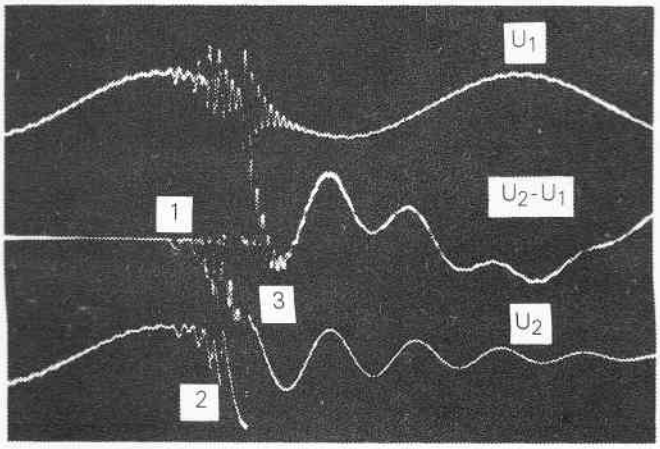


Figura 5.13 - Exemplo de Aumento da Tensão Devido à Reignição [1]

Uma observação importante é aquela em que o arco se extingue quando a corrente no indutor passa pelo zero. Assim, toda a energia será inicialmente armazenada no capacitor, logo o mecanismo fundamental pelo qual a tensão começa a aumentar é então um fenômeno puramente capacitivo.

O arco, no seu decaimento, tem uma tendência para muitas instabilidades; assim, freqüentemente ela se manifesta como é mostrado na Figura 5.14, no qual a corrente começa a oscilar e abruptamente cai para zero. Isto ocorre antes do instante no qual a corrente normalmente passaria pelo zero, caracterizando o que se chama "corte de corrente". A magnitude da corrente a ser cortada, I_C, depende do tipo do disjuntor, do material do qual os contatos são feitos, e do tipo de circuito no qual o disjuntor está conectado; tipicamente este valor é cerca de 10 ampères. A corrente antes do corte estará circulando principalmente em L_2, razão pela qual o corte irá ocorrer próximo do pico de U_2, onde a taxa de crescimento da tensão está no seu mínimo.

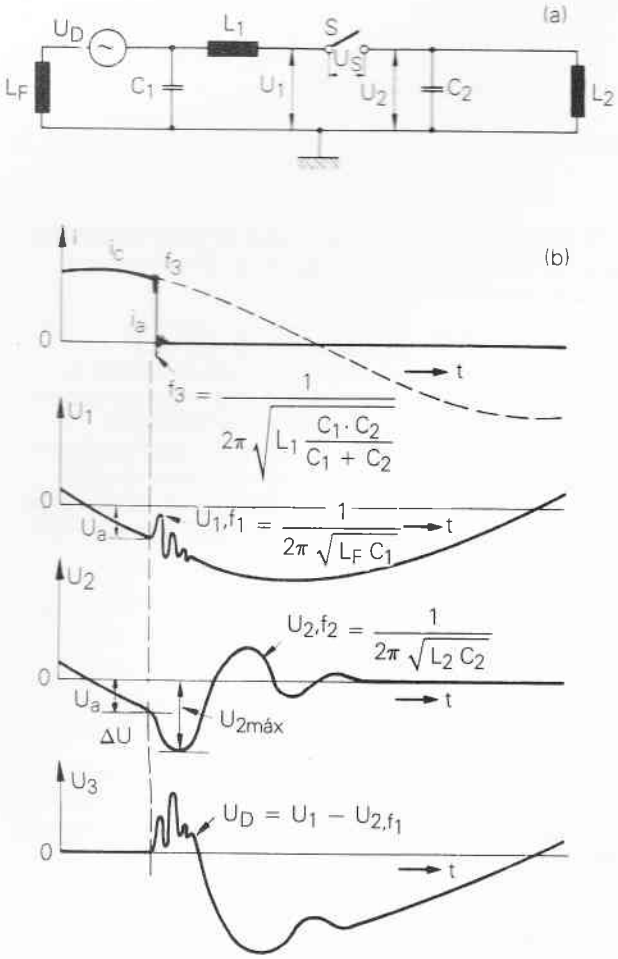


Figura 5.14 - Abertura com Corte de Corrente

No instante do corte, a energia armazenada na indutância será:

$$W_L = \frac{1}{2} L_2 I_0^2 \qquad (5.24)$$

onde I_0 é a corrente a ser interrompida.

Como a corrente não pode variar instantaneamente em um circuito indutivo, é necessário que se estabeleça um caminho para que ela continue a circular quando o arco é cortado. Assim, a corrente será desviada para as capacitâncias parasitas do lado da carga, caracterizada na figura por C_2. Se toda a energia W_L for recuperada e transferida para o capacitor, a máxima energia armazenada será:

$$W_C = \frac{1}{2} C_2 (\Delta U)^2 \qquad (5.25)$$

Pelas equações 5.24 e 5.25 a mudança de tensão devido ao corte de corrente é:

$$\Delta U = I_0 \sqrt{L_2/C_2} \qquad (5.26)$$

O valor $\sqrt{L_2/C_2}$ tem a dimensão de uma impedância e tipicamente situa-se na faixa de 10^4 a 10^5 ohms para transformadores e reatores.

A equação 5.26 assume que toda a energia armazenada na indutância é recuperada e liberada para o capacitor. Normalmente é raro isto acontecer porque parte da energia é perdida tanto na histerese como nas resistências e ambas as perdas são altas nas freqüências associadas ao fenômeno rápido da manobra. O efeito dessas perdas pode ser tratado introduzindo-se um fator de eficiência empírico η na equação 5.26, assim:

$$\Delta U = \sqrt{\eta} \sqrt{L_2/C_2} \cdot I_0 \qquad (5.27)$$

O valor de η se aproxima de 1.0 para reatores lineares, mas é muito menor para dispositivos com núcleo de ferro.

A forma de onda suave do incremento de tensão de magnitude ΔU é uma característica do corte de corrente, e como este tipo de crescimento não é visto na Figura 5.13, é de se supor que a corrente foi interrompida sem corte.

A magnitude de ΔU é raramente uma ameaça significativa para o isolamento, exceto no caso de manobras em reatores lineares. As correntes cortadas são pequenas e tanto a descarga no dispositivo de manobra quanto o que foi dito sobre as perdas faz com que as sobretensões não sejam altas.

O maior problema imposto pelo "corte de corrente" é que o acréscimo de tensão ΔU aumenta a tensão de restabelecimento do disjuntor e pode levar a tensão a valores elevados, conforme mostra a Figura 5.15. Reignições que ocorrerem entre os pontos 1 e 2 (período entre o corte de corrente e passagem natural pelo zero de corrente) produzem uma tensão em forma de dente de serra que faz a tensão U_2 aumentar até um máximo, $U_{máx}$, o qual é maior do que a tensão da fonte. Outras reignições podem ocorrer depois do ponto 2 até o arco se extinguir permanentemente no ponto 3. Assim, quando o arco finalmente se extingue, a tensão pode estar alta por causa das repetidas reignições que fizeram a corrente aumentar para valores maiores do que I_0.

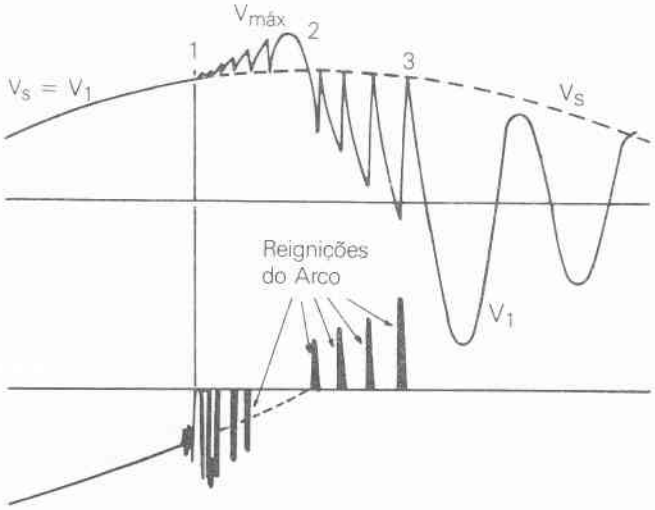


Figura 5.15 - Aumento da Tensão Resultante de Corte de Corrente [1]

Em circuitos trifásicos, uma reignição pode conduzir ao fenômeno do "corte de corrente" virtual e o aparecimento de sobretensões bastante elevadas.

Este fenômeno pode ser ilustrado utilizando-se o circuito simplificado da figura 5.16, onde uma fonte trifásica de força eletromotriz E e impedância Z_S alimenta uma carga Z_L através de um disjuntor. O diagrama mostra também uma capacitância para a terra C_e no lado da carga, representando a capacitância de um cabo, um capacitor de surto ou ainda capacitâncias parasitas do circuito da carga.

As correntes de carga i_{La}, i_{Lb} e i_{Lc} são aquelas as quais serão interrompidas pelo disjuntor B, onde os três pólos são acionados para abrir no instante t_k da onda de corrente, conforme mostra a figura 5.16. O pólo B_a é o

primeiro a interromper a corrente, já que nesta fase ela corta o zero no instante t_1. A tensão que se estabelece através dos contatos deste pólo, enquanto os outros dois ainda estão conectados através da corrente de arco e esperando seus respectivos cortes naturais pelo zero de corrente, pode ser de tal magnitude que este pólo pode não suportar esta tensão de restabelecimento e conseqüentemente uma reignição poderá ocorrer no instante t_2.

Esta reignição irá provocar a descarga da capacitância C_e na rede, causando uma corrente transitória oscilatória que circulará através do polo B_a do disjuntor, fazendo com que as componentes i_b e i_c, também oscilatórias, circulem através dos polos B_b e B_c e pela terra.

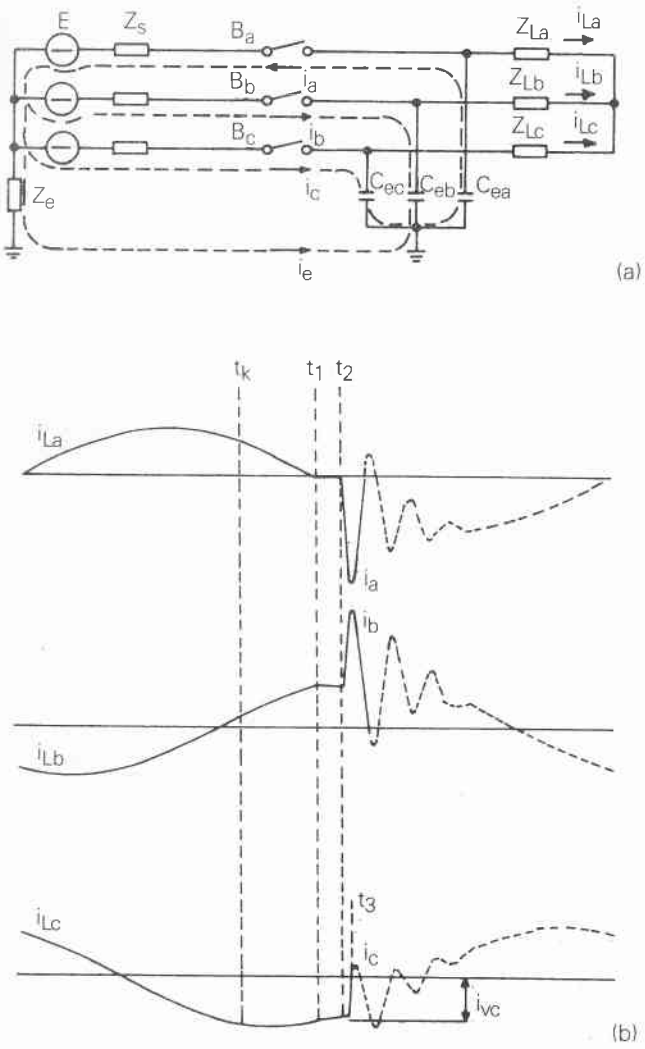


Figura 5.16 - Correntes Durante a Interrupção com Corte de Corrente Virtual (as linhas pontilhadas mostram as correntes no disjuntor se o pólo B_c não interromper a corrente de alta freqüência)

A soma dessas componentes devido à reignição com a corrente de carga pode passar por zero, como é indicado no instante t_3 para a corrente da fase C.

Neste instante o pólo B_c pode extinguir a corrente, o que, do ponto de vista da carga, pareceria um corte da corrente no seu valor instantâneo i_{vc}. Se a carga é indutiva, a energia armazenada irá provocar o aparecimento de sobretensões pelo carregamento da capacitância C_{ec} ou através do processo de repetidas reignições.

É importante observar que os zeros de corrente aparecem aproximadamente no mesmo tempo nos 3 pólos do disjuntor. Portanto, o disjuntor pode realmente interromper a corrente nas 3 fases praticamente ao mesmo tempo, sendo este fenômeno conhecido como "interrupção instantânea", a qual pode provocar uma seqüência complexa de sobretensões transitórias incluindo repetidas reignições em todas as fases, conforme mostra a figura 5.17.

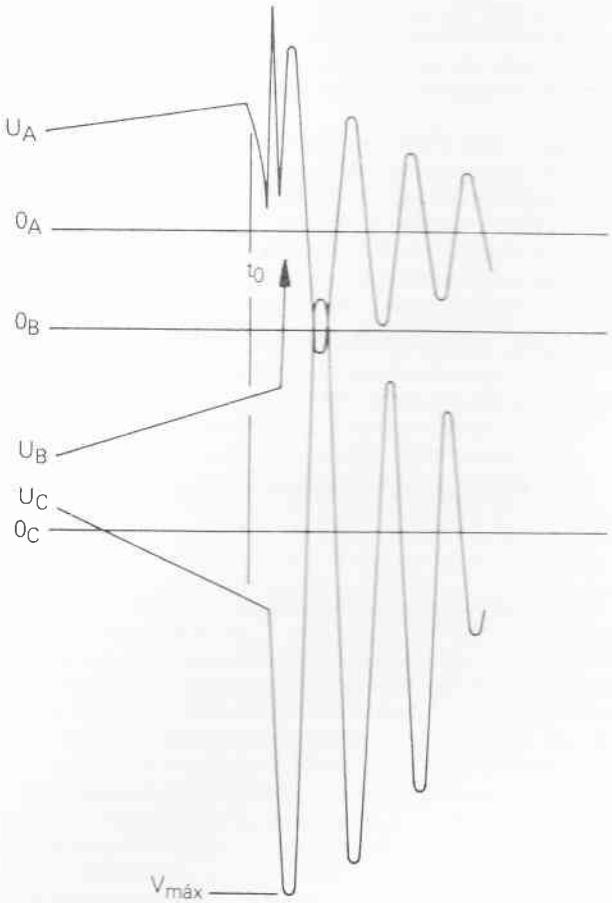


Figura 5.17 - Formas de Onda de Tensão Produzidas por Corte de Corrente Virtual [1]

Deve ser entendido que o valor instantâneo da corrente de carga a qual é virtualmente cortada pode ser muito maior que o nível de corte do disjuntor. Esta corrente depende, principalmente, da amplitude da corrente de reignição, a qual por sua vez é ditada pela tensão de restabelecimento, das impedâncias de ambos os lados do disjuntor, do acoplamento entre as fases e do retorno pela terra. Por exemplo, para um banco de capacitores de capacitância C no lado da fonte, a corrente de reignição seria limitada pelo pequeno comprimento de barramento entre C e C_e. Se o neutro do banco não é aterrado, que é o caso usual para sistemas de média tensão, metade da corrente de reignição irá circular através dos outros pólos, estabelecendo, portanto, máximo valor possível da corrente cortada virtualmente. Para tal corte virtual, o disjuntor deve ser capaz de interromper a maior taxa de decréscimo da corrente para o zero.

É importante observar que o corte de corrente virtual é bastante limitado na prática, não somente porque os próprios parâmetros do circuito devem se situar numa faixa muito limitada, mas também porque existe muitas restrições no momento da separação dos contatos e no valor da tensão na qual a reignição ocorre. Por exemplo, um valor relativamente alto para C_e é necessário para se obter um valor de corrente de reignição suficientemente grande de modo a provocar o corte de corrente.

Todavia, com o aumento da capacitância, a freqüência da tensão de restabelecimento cai, o que por sua vez torna a reignição muito improvável. Em suma, do ponto de vista prático, o corte de corrente virtual é restrito somente a alguns circuitos específicos, como no caso de disjuntores a vácuo quando da ocorrência de manobra em motores a média tensão e de transformador de forno a arco e em ambos os casos dentro de certa faixa de valores nominais.

4 Aplicação e Eliminação de Falta

A importância dos estudos de aplicação de falta se prende basicamente a dois fatos. O primeiro é de que as sobretensões transitórias e sustentadas geradas em um sistema quando da ocorrência de um curto-circuito são fatores decisivos na seleção dos pára-raios, uma vez que estes são escolhidos de modo a não atuarem dinamicamente para esta manobra pois, em caso contrário, a sua capacidade de absorção de energia seria excedida. Baseado nos níveis de proteção oferecidos pelos pára-raios, são aplicadas margens de segurança que levam à determinação dos níveis de isolamento a impulso atmosférico (BIL) e de manobra (BSL) dos equipamentos. O segundo fato é que este fenômeno tem a si associados dois riscos:

a. O risco de um curto-circuito monofásico evoluir para uma falta polifásica

b. O risco de um curto-circuito monofásico causar um segundo defeito em uma outra linha do sistema devido ao aparecimento de sobretensões elevadas.

Os estudos de eliminação de falta são importantes no sentido de que os pára-raios devem limitar as sobretensões decorrentes desta operação a níveis compatíveis com a suportabilidade dos equipamentos por eles protegidos, drenando uma energia que esteja dentro do limite de sua capacidade de absorção. Além disto, outro fator de importância é que os disjuntores devem suportar as tensões através de seus pólos quando da abertura de uma linha visando a eliminação do defeito.

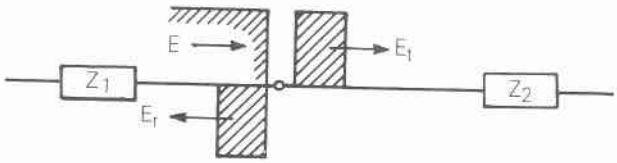
Este fenômeno tem também a si associado o risco de perder uma outra linha do sistema, além daquela faltosa, devido à abertura de curtos de modo geral.

4.1 Análise dos Fenômenos

As sobretensões originadas de aplicações de falta podem ser entendidas como a composição de ondas trafegantes, devido à aplicação do curto propriamente dito, com as tensões impostas pelo sistema em regime. Com relação à primeira parcela, ou seja, a componente transitória, dois tipos se destacam:

a. Nas fases sãs devido ao próprio transitório e ao deslocamento do neutro

b. Nas fases defeituosas devido ao próprio transitório de modificação do valor da tensão no ponto. Neste caso, o curto pode ser analisado como a injeção de uma onda de módulo igual e polaridade oposta à tensão antes do defeito, de modo que o valor resultante da tensão no ponto da falta seja zero. Este fato é melhor visualizado pelas Figuras 5.18 e 5.19.



E - onda incidente
E_t - onda transmitida
E_r - onda refletida

Figura 5.18 - Transmissão e Reflexão de Onda

As ondas transmitidas E_t e refletidas E_r são expressas em função de ondas incidentes E por:

$$E_t = \frac{2\,Z_2}{Z_1 + Z_2}\,E\ ,\ E_r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}\,E$$

onde:

Z_1 - impedância característica por onde a onda chega

Z_2 - associação de todas as impedâncias características conectadas a Z_1

No caso de um curto-circuito $Z_2 = 0$. Tem-se então $E_t = 0$ e $E_r = (0 - Z_1)/(0 + Z_1)\,E = -E$, conforme é mostrado na Figura 5.19.

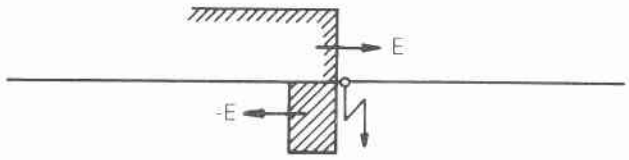


Figura 5.19 - Aplicação do Curto

A manobra de eliminação de falta, quando esta operação for feita sem que haja abertura de linha (por exemplo, curto no barramento) pode ser analisada considerando que no circuito da Figura 5.20 a chave feche quando a tensão da fonte passar pelo máximo, sem tensão inicial através do capacitor. Isto é equivalente a uma eliminação do defeito (no zero de corrente) através do capacitor, havendo, com este chaveamento, uma redistribuição da tensão através de um circuito oscilatório.

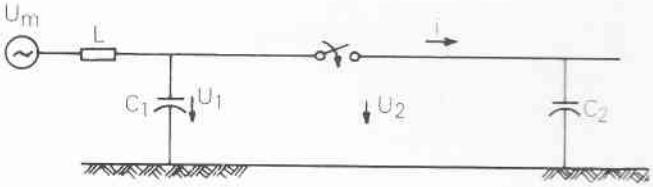


Figura 5.20 — Eliminação de Falta

No caso de um disjuntor operar no sentido de retirar a linha faltosa, esta análise pode ser feita de forma semelhante à abertura de circuitos capacitivos.

Com relação aos estudos de eliminação de falta, procura-se também verificar as sobretensões decorrentes da abertura de todos os defeitos e, assim como nos casos de aplicação de falta, monitora-se a tensão não somente no local onde ocorreu o curto mas também ao longo do resto do sistema, já que o máximo valor de sobretensão não ocorre necessariamente no ponto defeituoso.

Quando o disjuntor operar no sentido de eliminar a corrente de falta, as sobretensões que ocorrem podem exceder a 1,7 p.u. e se manifestar tanto nas fases sãs da linha defeituosa, como em linhas ou barras não defeituosas em outros pontos do sistema. Nestes casos expecíficos, procura-se verificar também as tensões através de cada pólo do disjuntor, bem como quanto tempo após a abertura ocorrerá o valor máximo e a taxa de crescimento destas tensões. Estes estudos são de extrema importância para a especificação de disjuntores.

Dependendo das características do circuito sob a análise, pode-se estudar aberturas monopolares (para religamento monopolar) e abertura tripolar (para religamento tripolar).

Diversos fatores influenciam no valor das sobretensões resultantes da aplicação e eliminação de falta, sendo que, para ambos os fenômenos, os mais importantes são:

a. Natureza da falta

b. Comprimento da linha de transmissão

c. Grau de compensação da linha de transmissão

d. Grau de aterramento do sistema

e. Local da falta

No caso particular de aplicação de defeito, observa-se que para uma mesma configuração do sistema as sobretensões não são constantes, uma vez que dependem do ponto da onda de tensão em que o defeito ocorre. Desta forma, a pesquisa dos valores máximos é feita admitindo-se uma distribuição sistemática de modo a cobrir toda a onda de tensão. Um outro fator de importância é a resistência de falta, sendo que a sua presença influencia no sentido de diminuir os valores das sobretensões. Na análise da eliminação de curtos-circuitos, é necessário também variar-se a seqüência de abertura dos pólos dos disjuntores, procurando-se obter os casos mais críticos de sobretensões e as piores tensões atingidas entre os contatos dos disjuntores (TRT).

O defeito mais comumente estudado é o curto-circuito monofásico, uma vez que esta é a falta mais freqüente em um sistema de transmissão. Assumindo-se, para um sistema de neutro isolado, que o valor de pico da componente transitória ocorre simultaneamente com o pico da tensão à freqüência industrial, a sobretensão decorrente deste defeito poderá atingir, teoricamente, $\sqrt{3} + 1 = 2{,}73$ vezes o valor de pico da tensão fase-terra. Na prática, a componente transitória não é composta de somente uma única freqüência, mas é um fenômeno de multi-freqüências. Suas amplitudes máximas não ocorrem todas no mesmo instante que o pico da tensão fase-terra à freqüência

industrial. Por esta razão, as sobretensões são geralmente bem abaixo de um fator 2,7, sendo elevadas somente em casos excepcionais de sistemas radiais. O valor da elevação da tensão nas fases sãs é reduzido quando mais transformadores próximos ao local da falta são aterrados diretamente ou via reatância de baixo valor ôhmico, o que é equivalente a se ter um X_0/X_1 baixo.

Costuma-se, entretanto, verificar as sobretensões resultantes da aplicação dos demais defeitos polifásicos envolvendo ou não a terra. Normalmente, durante a ocorrência de curtos fase-terra, as maiores sobretensões se localizam nas fases sãs, enquanto que para as demais faltas ocorrem nas fases defeituosas com valores e formas de onda bastante semelhantes, caracterizadas por envolver principalmente seqüência positiva.

Como o isolamento deve em qualquer circunstância ser capaz de suportar a sobretensão devido à ocorrência de falta, seria inapropriado e desnecessariamente oneroso projetar ou utilizar um disjuntor que limitasse as sobretensões de manobra para valores menores que os produzidos por faltas.

5 Rejeição de Carga

As sobretensões devido à rejeição de carga são estudadas sob dois pontos de vista, ou seja, sobretensões transitórias nos primeiros ciclos subseqüentes à rejeição e sobretensões sustentadas que permanecem no sistema, normalmente com distorções harmônicas provocadas pela saturação dos elementos não-lineares do sistema (transformadores e reatores).

As sobretensões dependem das condições de rejeição, isto é, se a rejeição é parcial ou total da carga do sistema. As sobretensões com rejeição total de carga são mais elevadas, e conseqüentemente solicitam os equipamentos da subestação terminal (onde se processa a rejeição) com mais severidade, mas podem também solicitar outros pontos da rede.

Os pára-raios conectados na rede por ocasião de uma rejeição de carga normalmente são severamente solicitados, apresentando elevados níveis de absorção de energia com descargas sucessivas.

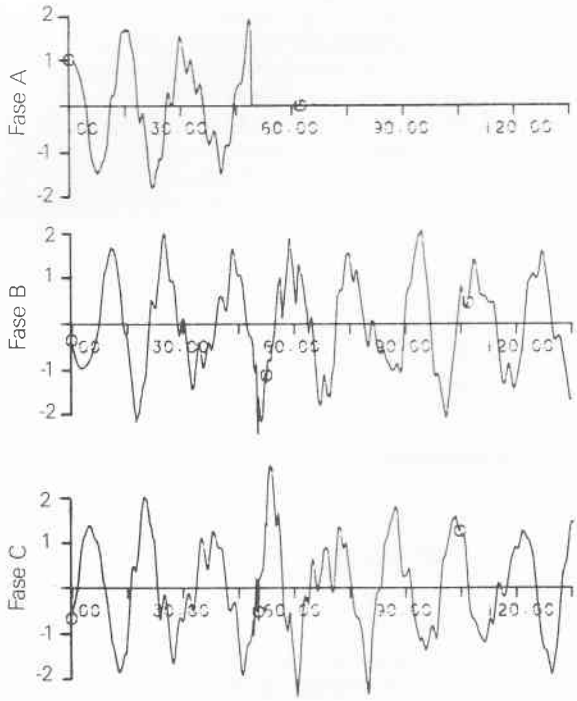
A análise da adequação dos pára-raios, face a sobretensões devido a uma rejeição de carga, deve ser feita considerando o transitório inicial e a sobretensão sustentada.

O transitório inicial, que ocorre no instante da abertura do disjuntor, é da ordem de 1 a 2 ciclos e tem forma de um surto de manobra. O valor deste surto geralmente não é superior aos obtidos em transitórios decorrentes de energização e religamento. No entanto, em certos sistemas, devido à utilização de resistores de pré-inserção e com a conseqüente redução dos níveis de sobretensões relativos àquelas manobras, por vezes é necessária a verificação do desempenho dos pára-raios para este surto inicial da rejeição de carga.

As sobretensões sustentadas subseqüentes à rejeição de carga de maneira geral são mais altas que a maioria das sobretensões sustentadas de outras operações. Se durante este período os pára-raios vierem a operar, eles deverão ser capazes de reduzir estas sobretensões nos ciclos seguintes de forma a não causar danos no equipamento devido à excessiva absorção de energia.

Num estudo de transitórios, a integridade do pára-raios, nesta situação, pode ser feita de maneira simplificada, sem necessidade de simular os pára-raios e sem determinar a energia absorvida. Este critério consiste em observar a máxima tensão sustentada e verificar se este valor está abaixo da tensão nominal (reseal) dos pára-raios.

Quando a rejeição de carga é seguida de curto-circuito, normalmente as sobretensões nas fases sãs aumentam significativamente, conforme mostra a Figura 5.21. No entanto, conforme é visto no capítulo 7, nas subestações onde estas solicitações forem mais críticas pode-se fazer uso de resistores de abertura no sentido de reduzi-las.



Valores em p.u.

Figura 5.21 — Rejeição de Carga Seguida de Curto Monofásico

Considerando que, devido à ocorrência do curto-circuito, o outro extremo da linha será aberto rapidamente pela atuação da proteção, deve-se verificar se os pára-raios expostos possuem a capacidade de "reseal" transitório. Esta é uma característica especial dos pára-raios. modernos providos de "gap", que possuem tensão de "reseal" superior à nominal durante os instantes iniciais do surto. Se for o caso, esta característica poderá ser utilizada como critério preliminar para verificação da adequação dos pára-raios em análise.

Nos casos em que a aplicação dos critérios mencionados acima resultar em compensação reativa exagerada, seja por razões elétricas e/ou econômicas, é conveniente uma avaliação da energia a ser dissipada pelos pára-raios quando descarregando durante uma rejeição de carga. Conservativamente deve-se considerar como tensão para descarga o nível mínimo, bem como o efeito da poluição.

Com relação à influência nos equipamentos, além do que já foi enfocado em relação aos pára-raios, as sobretensões devido à rejeição de carga acarretam outros efeitos danosos. Assim, por causa destas sobretensões elevadas, todo o isolamento deve ser analisado frente a estas solicitações.

Enquanto os transformadores são freqüentemente bem protegidos por pára-raios para as sobretensões transitórias, uma vez que estão localizados diretamente em seus terminais, as sobretensões à freqüência industrial causam outras solicitações (de efeito térmico) que devem ser consideradas, por exemplo aquelas causadas por harmônicos gerados por sua característica não-linear as quais o transformador deve ser capaz de suportar. Assim, é de se esperar que de um modo geral transformadores em EAT devam ter uma capacidade de sobreviver a efeitos térmicos resultantes de uma sobre-excitação devido à rejeição de carga no sistema. Nesta análise é importante ressaltar que a sobrevelocidade reduz o fluxo no transformador para uma dada sobretensão, enquanto sobretensões devido à rejeição de carga causam sobre-excitação, conseqüentemente de certa forma um efeito compensa o outro.

Caso necessário, o limite de sobre-excitação do transformador poderá ser estabelecido através da utilização da figura 5.22. Esta curva relaciona a tensão de excitação primária (em porcento) versus o máximo tempo (em minutos) permissível de sobretensão [6].

É importante notar que os valores da escala tensão de excitação devem ser considerados como tensão nominal por hertz (tensão de excitação nominal em p.u. dividido pela freqüência em p.u. de 60 Hz) aplicada ao enrolamento primário para qualquer carregamento.

A operação abaixo da curva não causará perda significativa da vida do isolamento do transformador. Por exemplo, o transformador pode operar a 120% de excitação (1,2 vezes a tensão nominal por hertz) por um minuto sem dano mensurável. Se, por outro lado, a operação for de 120% por dois minutos, o transformador poderá sofrer dano permanente.

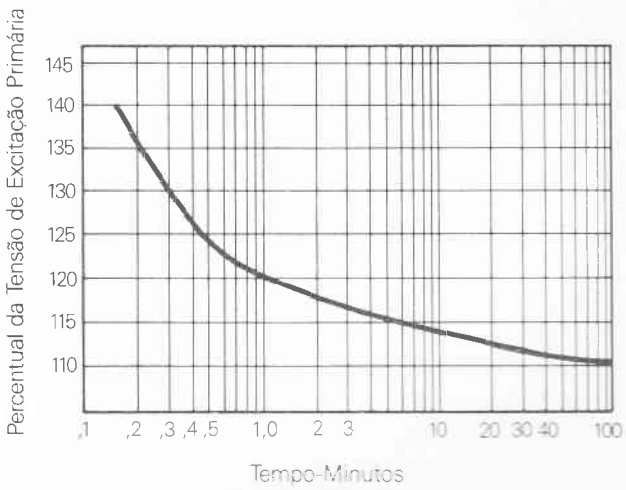


Figura 5.22 - Tensão de Excitação Primária em Função do Tempo Máximo Permissível de Sobretensão [6]

Os disjuntores podem também ser substancialmente influenciados por sobretensões devido à rejeição de carga. O primeiro disjuntor a ser manobrado, ou seja, aquele que provocará a rejeição de carga, interromperá a corrente de curto-circuito ou a corrente de carga. Esta é uma condição de operação normal para o disjuntor e não requer maiores cuidados, supondo-se que a tensão de restabelecimento transitória foi corretamente especificada. Por outro lado, o disjuntor da outra extremidade da linha interromperá uma corrente capacitiva em níveis elevados de tensão e freqüência. Este tipo de interrupção é mais severo do que uma abertura da linha à tensão nominal e portanto deve ser cuidadosamente observado na preparação da especificação do disjuntor para atendimento desta solicitação.

E prática usual especificar que o disjuntor deverá ser capaz de interromper com 1,5 p.u. de tensão uma corrente capacitiva correspondente a 400 km de linha em vazio à freqüência de 66 Hz.

Para que seja garantido que os disjuntores não sejam chamados a operar com tensões superiores a 1,5 p.u., são instalados sistemas de proteção de sobretensão normalmente ajustados em torno de 1,25-1,30 p.u. Espera-se assim que o tempo decorrido desde a atuação dos relés até a separação física dos contatos dos disjuntores seja adequado para evitar a abertura do disjuntor numa tensão superior a 1,5 p.u. Este tempo em conjunto com a evolução da sobretensão deve ser determinado em estudos de sistema com a utilização de programa de estabilidade.

Em suma, todos os equipamentos do sistema devem ser capazes de suportar, sem dano, as sobretensões que ocorrem durante uma rejeição de carga e equipamentos como pára-raios e disjuntores devem ser especificados de tal forma que o dano a estes equipamentos não seja resultante de sobretensões que podem ser previstas durante estudos do sistema.

6 Energização de Transformadores

As manobras de energização de transformadores apresentam particularidades que podem conduzir a valores de sobretensões indesejáveis nos sistemas de potência, em função da característica não-linear destes equipamentos.

A Figura 5.23 mostra o bem conhecido modelo equivalente de um transformador monofásico de dois enrolamentos com a saturação representada no lado primário, na qual a resistência R_f simula as perdas no núcleo devido a histerese e correntes de Foucault e a indutância não-linear L_n é a responsável pela corrente de magnetização, que é uma parcela da corrente de excitação do transformador.

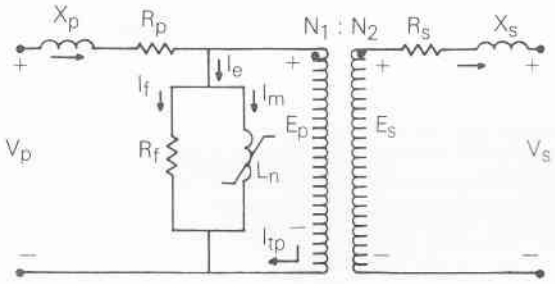


Figura 5.23 - Modelo Equivalente de Transformadores

O núcleo do transformador, de material magnético, em presença de um campo magnético alternado, trabalha em um ciclo de histerese semelhante ao mostrado na Figura 5.24, onde para cada tensão de suprimento tem-se uma curva de histerese diferente.

Várias aproximações simples e úteis podem ser obtidas, se o efeito de histerese do material for desprezado. A aproximação mais comumente usada é conhecida como curva de magnetização ou curva de saturação. Esta curva é o lugar geométrico dos vértices dos ciclos de histerese do transformador (Figura 5.24). Observa-se, nesta figura, que a curva de magnetização pode ser analisada em duas regiões distintas: até o enlace de fluxo atingir o valor ϕ_s ("joelho" da curva) e após este valor ser alcançado.

A região de operação até o "joelho" corresponde à operação em regime permanente, fazendo com que o transformador se comporte como elemento essencialmente linear. A inclinação ϕ x I_m tem dimensão de uma indutância linear e é conhecida como indutância de magnetização. Os materiais mais comumente empregados nos núcleos de transformadores apresentam corrente de magnetização em regime permanente na faixa de 0,1 a 5% da corrente nominal.

Quando um transformador opera na região superior ao "joelho" da curva de magnetização, a corrente de excitação aumenta muito rápidamente podendo ultrapassar a corrente nominal. Nestas condições os enlaces de fluxo se processam pelo ar, daí ser conhecida por reatâncias de núcleo de ar a relação ϕ x I nesta região saturada, onde pequenas variações de fluxo (devido à variação de tensão) provocam grandes variações da corrente de magnetização. A operação nesta região só é usual durante transitórios do sistema, notadamente a energização com secundário em vazio ou eliminação de defeitos. Nestas situações a corrente presente nos enrolamentos primários é a corrente de excitação transitória, também conhecida como corrente de "inrush".

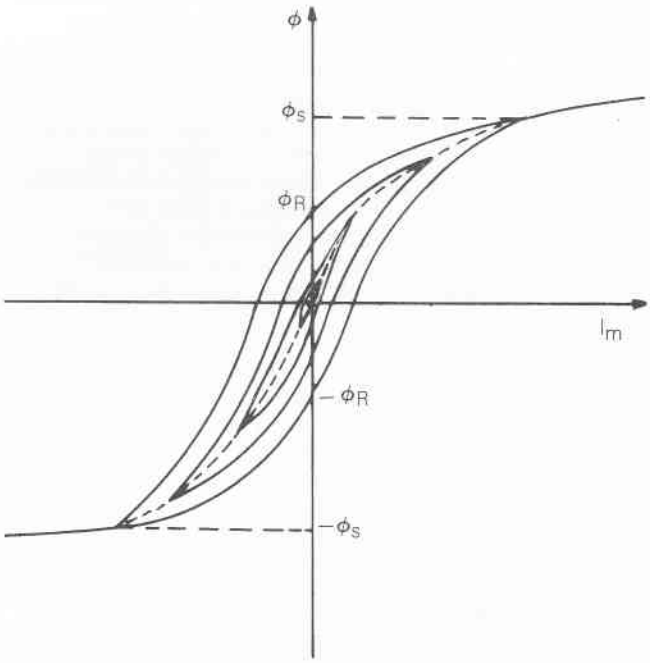


Figura 5.24 - Característica Típica de Histerese

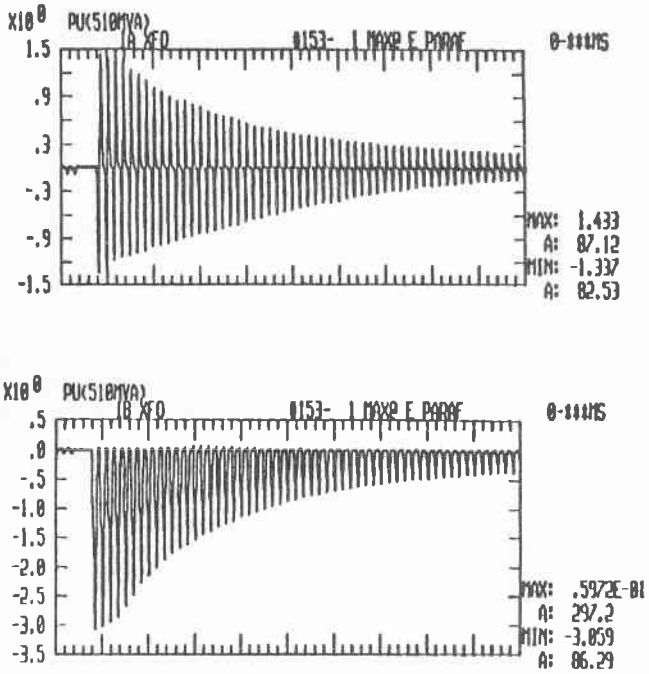


Figura 5.25 - Exemplos de Corrente de "Inrush"

Geralmente, nos primeiros ciclos após a energização, a corrente de "inrush" apresenta picos muito superiores à corrente nominal do transformador. À medida que o tempo passa, os picos vão decrescendo em amplitude até atingirem seu valor de regime permanente, conforme pode ser observado na Figura 5.25. Este transitório tem duração bastante longa, e dependendo da potência nominal do transformador pode perdurar por vários segundos.

O valor inicial da corrente de "inrush" depende principalmente do ponto na onda de tensão no qual se deu a energização, mas também é influenciado pela magnitude e polaridade do magnetismo residual que ficou no núcleo após a última abertura, bem como pela saturação do núcleo e da impedância total do sistema.

Quando o transformador é desligado, sua corrente de excitação vai a zero. O fluxo então, seguindo o laço de histerese, cairá para um valor residual $\emptyset_R$ (Figura 5.26). Se o transformador é agora reenergizado no instante em que a onda de tensão passa por um valor tal que o fluxo magnético corresponda exatamente ao fluxo residual no núcleo, tem-se uma continuação suave da operação prévia sem um transitório magnético. Na prática, entretanto, o instante de fechamento não pode ser controlado e um transitório será inevitável.

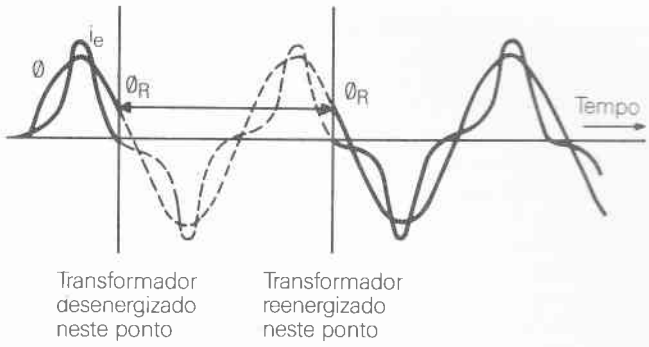


Figura 5.26 - Energização de Transformador no Instante em que o Fluxo é Igual ao Fluxo Residual

Para que as razões do aparecimento destas correntes elevadas sejam melhor entendidas, considere que determinado transformador será energizado pela primeira vez, ou seja, sem a existência de nenhum fluxo residual, quando a tensão estiver passando por zero. Como o fluxo magnético está atrasado 90° elétricos da tensão, considere que esteja passando por seu valor máximo negativo no instante da energização. Assim, neste instante, o fluxo resultante no transformador teria que variar instantaneamente de zero para o valor inicial $-\emptyset_{máx}$. Como o fluxo magnético não pode ser criado nem destruído instantaneamente, é necessário que apareça uma componente transitória com valor inicial dado por $\emptyset_C = -(\emptyset_n - \emptyset_R)$ de forma que a onda de fluxo, ao invés de começar do valor inicial $(-\emptyset_{máx})$ e continuar pela linha pontilhada, comece de zero ($\emptyset_R = 0$) seguindo pela curva $\emptyset_t$, como mostra a Figura 5.27.

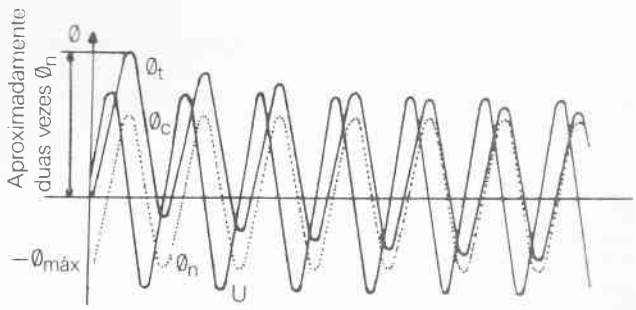


Figura 5.27 - Energização de Transformador no Instante em que o Fluxo é Máximo Negativo, sem Fluxo Residual

Todas as outras energizações subseqüentes a esta primeira encontrarão o transformador com algum valor de fluxo residual. A situação que apresenta o fluxo transitório máximo e, conseqüentemente, a maior corrente de "inrush" é aquela em que o transformador é energizado

no instante em que a tensão passa por zero e o fluxo magnético pelo seu valor máximo negativo, estando o transformador com um fluxo residual igual a $+ \emptyset_{máx}$. Nestas condições, o fluxo poderia atingir até três vezes o valor do fluxo nominal máximo, como é mostrado na Figura 5.28. Este seria o limite teórico, uma vez que os valores usuais para o fluxo residual são normalmente inferiores a 1,0 p.u., como é o caso da Figura 5.24, apesar de que a tendência atual dos fabricantes é fornecerem transformadores cujo ciclo de histerese seja não só mais estreito de forma a reduzir as perdas, como também que a saturação só se inicie para valores mais elevados de fluxo, o que, em conseqüência, acarreta que estes transformadores permaneçam com fluxos residuais mais elevados quando de seu desligamento.

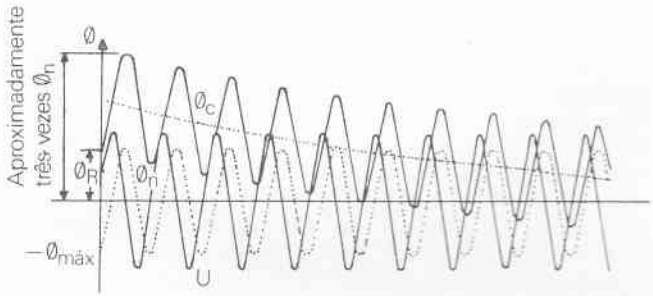


Figura 5.28 - Energização de Transformador no Instante em que o Fluxo é Máximo Negativo, com Fluxo Residual Igual a $+ \emptyset_{máx}$

6.1 Sobretensões Ressonantes

A presença de elementos não lineares que excitam o sistema elétrico a freqüências diferentes da industrial, resultam em respostas que podem apresentar ressonância nestas freqüências.

Durante o "inrush", as correntes circulantes no sistema elétrico, principalmente no transformador energizado, apresentam componentes a freqüências diferentes da industrial. Estes harmônicos de corrente, ao circularem pelos componentes do sistema elétrico, provocam o aparecimento de tensões com forte conteúdo harmônico. Além de distorcerem a onda, estas componentes harmônicas da tensão podem ser tão elevadas que o pico de tensão se situe em uma faixa muito superior ao esperado para ondas perfeitamente senoidais à freqüência fundamental. As sobretensões resultantes deste fenômeno podem ser excessivas para os isolamentos dos equipamentos do sistema.

É importante caracterizar que a fonte de harmônicos é a indutância não linear do transformador energizado, mas os efeitos destas correntes e tensões distorcidas se fazem sentir em todo o sistema elétrico, com maior intensidade nas áreas próximas da subestação energizada.

Uma maneira de se prever a resposta do sistema elétrico para a circulação de correntes com freqüências diferentes da fundamental seria o levantamento da impedância da rede para estas freqüências, $Z(\omega)$. A determinação da impedância da rede em função da freqüência, bem como a sua utilização em estudos de energização de transformadores, será vista no capítulo 21.

6.2 Principais aspectos envolvidos na energização de transformadores

Os estudos de energização de transformadores têm por objetivo propiciarem maior flexibilidade operativa e rapidez nos restabelecimentos da continuidade de serviço quando da ocorrência de distúrbios. Assim, é necessário verificar a possibilidade de se energizarem os transformadores pelos lados de alta e baixa tensão.

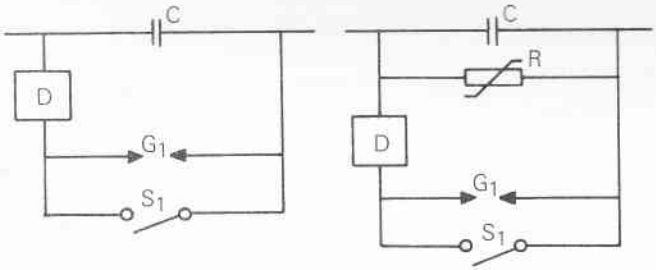
Os resultados obtidos com estes estudos, onde também se analisa o efeito da ligação dos enrolamentos dos transformadores, são utilizados para verificação dos seguintes pontos principais:

- Existência de ferro-ressonância
- Efeito de tensões sustentadas de valor elevado, após a manobra de energização, que possam provocar danos aos equipamentos ou que causem a operação dos relés de proteção contra sobretensões.
- Existência de tensões transitórias elevadas que acarretem a operação dos pára-raios e de tensões sustentadas (tensões dinâmicas), após estas operações, superiores às tensões de resselagem dos pára-raios e que possam vir a danificá-los.
- Existência de correntes de fase de neutro de valores suficientemente elevados que possam provocar a operação das proteções de sobrecorrente dos transformadores com o conseqüente desligamento dos mesmos logo após a energização.
- Efeito de tensões sustentadas no lado de baixa tensão do transformador (tensões dinâmicas e de regime permanente) acima dos limites adotados, que possam vir a danificar os equipamentos ali situados. O valor da sobretensão no lado de baixa tensão deverá ser determinado considerando a faixa de derivações do transformador.

7 Outras Operações de Manobra

Existem outros tipos de operações de manobra que não se encaixam na definição de energização e religamento, mas que são causadores de sobretensões. O "by-pass" de um

banco de capacitores série, por causa da excessiva corrente, é uma dessas operações especiais que causam sobretensões. A Figura 5.29 apresenta alguns esquemas de proteção de capacitores série. Uma seqüência típica desses eventos começa com um curto-circuito fase-neutro com um conseqüente aumento da corrente que circula através do capacitor série na fase em falta. Este aumento de corrente, por sua vez, causa um aumento da tensão através deste capacitor, resultando numa eventual operação de proteção, retirando o capacitor. Este "by-pass" é provido com alguma reatância para limitar a corrente através da chave e assim, quando a chave de "by-pass" se fecha, o capacitor se descarrega através do indutor limitador de corrente. A freqüência de oscilação do decaimento é usualmente na faixa de 500 a 1000 Hz. Se as oscilações não são suficientemente amortecidas, quando o disjuntor operar para eliminar a falha, a tensão adicionada pela oscilação pode resultar em valores maiores que as sobretensões normais. A Figura 5.30 apresenta um exemplo de sobretensões resultantes devido à seqüência típica desses eventos.



C Capacitor
R Resistor não-linear (ZnO)
D Circuito de amortecimento
G_1 "Gap"
S_1 Disjuntor de "by-pass"

Figura 5.29 — Esquemas de "By-pass" de Capacitor Série

Tais sobretensões causadas pela operação dos dispositivos de proteção dos capacitores série dependem dos valores de todas as impedâncias associadas, dos comprimentos das linhas de transmissão e do nível de proteção do dispositivo.

Uma outra sobretensão é aquela que aparece por indução em circuitos adjacentes, mais comumente ocorrendo em circuitos múltiplos de linhas de transmissão na mesma faixa de servidão.

Como o nível de tensão e as impedâncias dos circuitos podem não ser as mesmas, é de se esperar que um transitório num circuito possa induzir transitórios mais altos nos circuitos adjacentes. Mesmo para níveis de tensão iguais, a tensão induzida pode ser bem alta se uma ressonância natural do circuito receptor for excitada. No capítulo 19 este assunto será visto com maior detalhe.

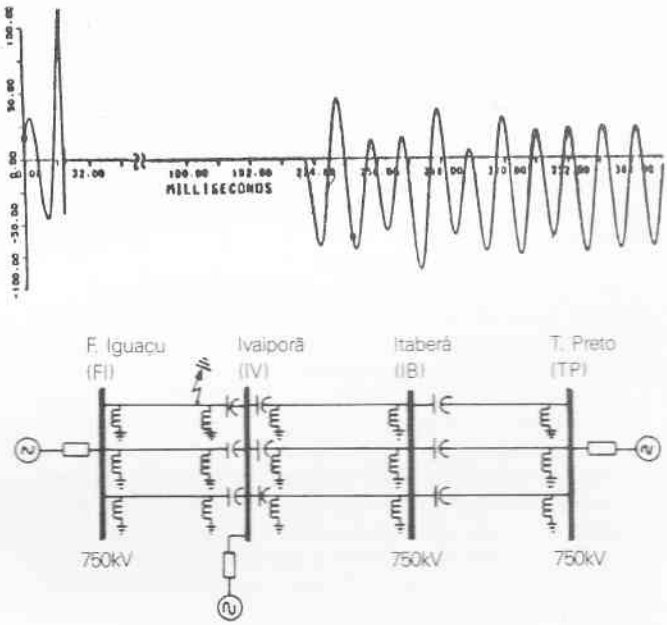


Figura 5.30 - Sobretensões Transitórias nos Capacitores Série do Sistema de 750 kV de Itaipu - Aplicação de Falta e Reinserção

8 Tensão de Restabelecimento Através do Disjuntor

Todas as discussões anteriores dizem respeito a tensões fase-neutro para as várias operações de manobra, mas existem também as tensões produzidas através dos contatos do disjuntor. Estas tensões serão maiores que as fase-neutro porque a tensão através dos contatos é a diferença entre as tensões fase-neutro do lado da linha e do lado da fonte. Com referência à Figura 5.13, a tensão através do disjuntor é $U_2 - U_1$ e as oscilações de alta freqüência em U_1 e $U_2 - U_1$ são devido à ressonância entre a capacitância e a indutância do lado da fonte. Esta oscilação é rapidamente amortecida se linhas são conectadas à barra da fonte. A magnitude e a taxa de crescimento da tensão de restabelecimento são importantes no projeto e na definição do valor nominal dos disjuntores, apesar de não terem uma influência direta no isolamento da linha. No capítulo 17 este assunto é abordado detalhadamente.

9 Resumo das Principais Manobras e Valores Típicos de Sobretensões

Como já foi enfatizado anteriormente, os estudos de sobretensões são desenvolvidos para definir as magnitudes, freqüências esperadas e as características das sobretensões temporárias e transitórias as quais podem ocorrer no sistema. Os resultados destes estudos são utilizados para definir os requisitos de isolamento dos equipamentos; as especificações dos equipamentos de proteção e requisitos para os dispositivos necessários para minimizar as sobretensões excessivas.

A Figura 5.31 indica a interdependência entre as diversas fases de um estudo de sobretensões e a Tabela 5.1, mostra a relação entre os resultados dos estudos e a especificação dos equipamentos.

Na tabela 5.2, é apresentado um sumário das mais importantes operações de manobra, as quais podem resultar em sobretensões e na tabela 5.3 é mostrado um resumo dos mais importantes casos de interrupção de circuitos elétricos, que devem ser considerados na especificação dos disjuntores; é também mostrada de forma simplificada a forma de onda da tensão transitória de restabelecimento para cada um dos chaveamentos. As tensões u_n ou u_L indicadas são entre o terminal do disjuntor e a terra e a tensão u_s através dos pólos abertos do disjuntor.

Em cada uma das operações de manobra referidas anteriormente, a forma de onda dos transitórios e a variação das freqüências envolvidas são influenciadas pelos parâmetros e configurações da rede. Pode-se dizer que estes parâmetros nem sempre têm o mesmo grau de influência e isto naturalmente pode diferir de determinada manobra para outra. A Tabela 5.4 sumariza os mais importantes parâmetros dos componentes da rede, configuração do sistema, disjuntores e operação do sistema.

Quando da investigação de sobretensão de manobra em um TNA (analisador transitório de redes) ou utilizando programas digitais, é essencial conhecer os fatores que influenciam o fenômeno durante uma particular operação de chaveamento, portanto, uma especial atenção deve ser dada para a variação dos parâmetros da linha com a freqüência, dados de transformadores e geradores, bem como influência da saturação e corona.

Por último, cabe observar que a análise e a medida das sobretensões estabeleceram faixas gerais de magnitude a serem esperadas. Um sumário destas magnitudes para várias causas de sobretensões é apresentado na Tabela 5.5. Para algum sistema particular, as sobretensões podem diferir consideravelmente destes listados na tabela, uma vez que as sobretensões reais dependem grandemente do valor das impedâncias da rede, do comprimento das linhas de transmissão, das características dos disjuntores e das condições da manobra. A tabela indica somente faixas típicas de sobretensões.

Somente através de análise ou medidas pode-se estabelecer o correto valor das sobretensões de um sistema em particular.

10 Bibliografia

[1] Transmission Line Reference Book - 345kV and Above/Second Edition - EPRI.

[2] J.P. Bickford - "Computation of Power - System Transients".

[3] A. Greenwood - "Electrical Transients in Power Systems".

[4] Brown Boveri Review - December 1970 - Vol 57

[5] Pohv D., Schutz W - "Analysis of Overvoltages Caused by Transformers Magnetizing Inrush Currents" - IEEE Vol - PAS 97/4 - July/August 1978.

[6] Publicação GE-CET3364B - Overexcitation of Power Transformer.

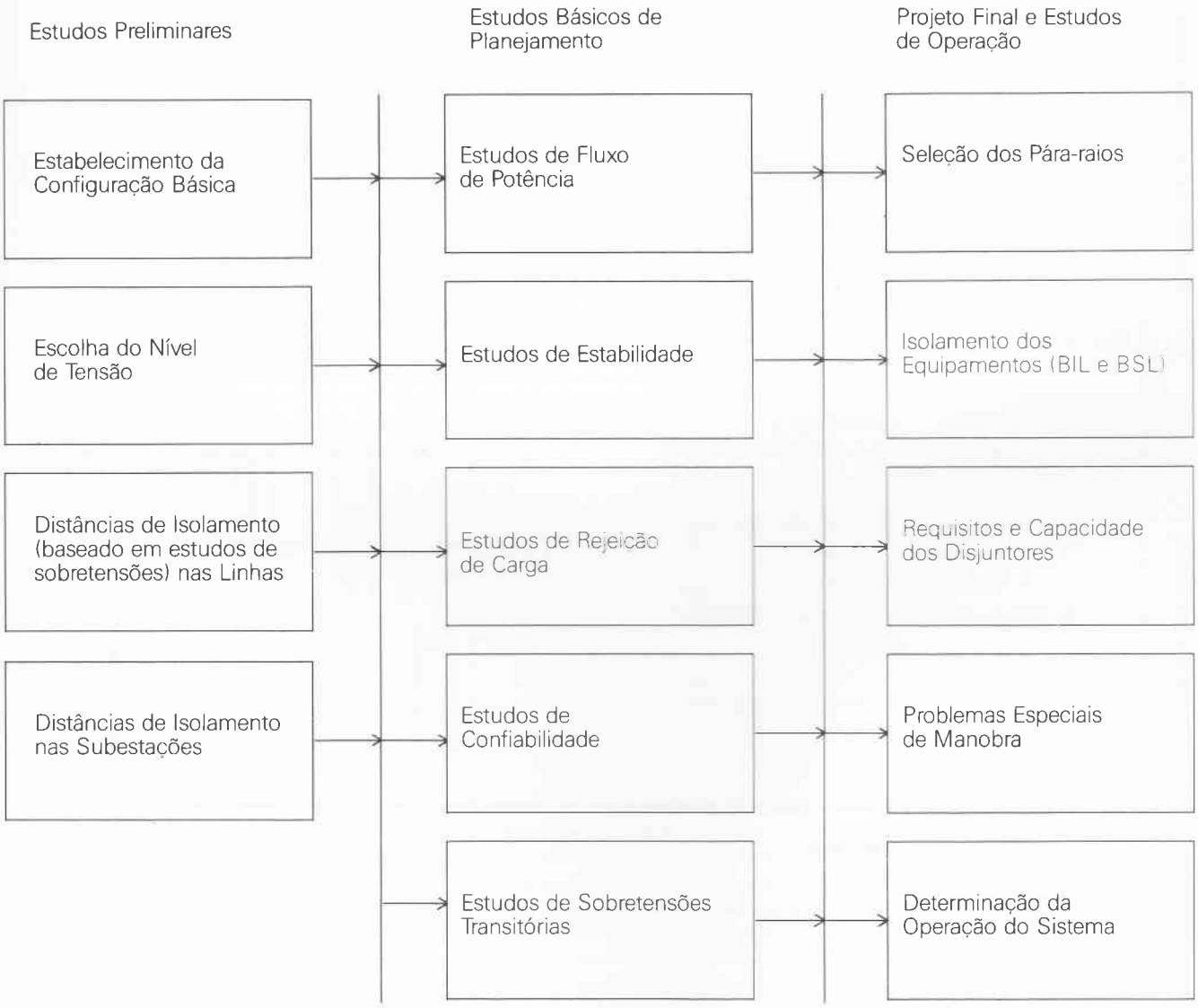


Figura 5.31 - Diagrama de Blocos Representativo das Diversas Fases de um Estudo de Planejamento de Sistema

TABELA 5.1 - Relação entre os Resultados dos Estudos e Especificação dos Equipamentos

Especificação dos Equipamentos	Transformadores Reatores	Isolamento	X	Baseado no Pára-Raios										
	Capacitores Séries	Isolamento												
		· para a terra	X	X	X	X					X			
		· através	X	X	X	X					X			
		Ajuste do "Gap"		X		X					X		X	
	Pára Raios	Níveis de Disparo												
		· surtos de manobra												
		· mínimo	X	X		X					X			X
		· máximo		X										X
		· impulso			X									
		Capacidade de Absorção											X	X
		Contaminação	X											
	Barramentos	Isolamento												
		· fase-terra		X	X	X								
		· fase-fase		X	X	X								
	Disjuntores	Isolamento												
		· através dos pólos	X	X	X	X			X					
		· para a terra	X	X	X	X			X					
		Perda de linha		X		X		X		X				
		Resistor de inserção		X										
		Condições de interrupção												
		· TRT							X	X				
		· chaveamento de reator						X						
Resultados dos Estudos			Sobretensões Temporárias	Surtos de Manobra	Surtos Atmosféricos	Surtos devidos à Reignição	Disjuntores	· tensão de restabelecimento	· tensão transitória de restabelecimento	· condições de interrupção	Surtos devidos à Reinserção	Pára-raios	· capacidade de absorção	· operações múltiplas
Estudos	Proteção a Impulso				X								X	
	Tensão Transitória de Restabelecimento													
	· falta terminal e quilométrica								X	X				
	· chaveamento de reatores							X						
	Manobra em Linhas													
	· energização e religamento		X	X									X	X
	· perda de linha		X	X				X					X	X
	· reignição			X		X							X	X
	· faltas		X	X									X	X
	Rejeição de Carga													
	· perda de linha		X										X	X
	· reignições			X		X		X					X	X
	· faltas		X	X									X	X
	Capacitor Série													
	· reinserção			X							X		X	
	· faltas		X	X									X	X
	Estudos Especiais													
	· acoplamento		X											

TABELA 5.2 - Sumário das mais Importantes Operações de Manobra [4]

	Operações de Manobra	Diagrama Básico
1	Energização de linha	
2	Religamento (energização de uma linha com carga residual)	V_0
3	Energização, pelo lado de baixa, de uma linha	
4	Energização de uma linha terminada por um transformador em vazio	
5	Rejeição de carga no final da linha	3
6	Rejeição de carga no final da linha seguido de abertura da mesma	2 1 3
7	Interrupção de linha em vazio ("line dropping")	
8	Chaveamento de transformador em vazio	
9	Chaveamento de transformadores com reatores ligados no terciário	
10	Chaveamento de reatores	
11	Chaveamento em subestações intermediárias	
12	Iniciação de curto monofásico sem operação de chaveamento	

V_0 - carga residual 1,2 - seqüência de manobra 3 - carga

TABELA 5.3 - Resumo dos mais Importantes Casos de Interrupção de Circuitos Elétricos [4]

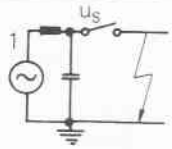
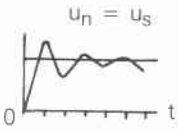
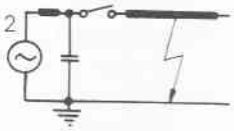
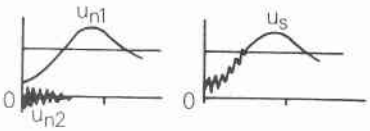
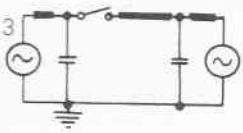
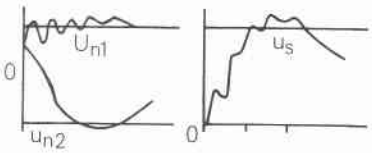
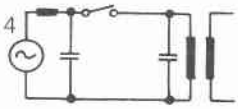
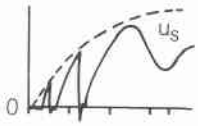
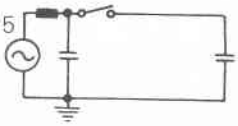
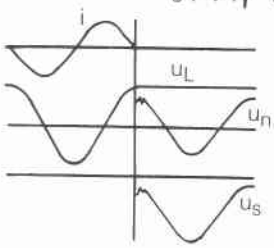
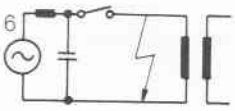
	Tipo de Manobra	Sistema	Forma de Onda
1	Falta terminal		
2	Falta quilométrica		
3	Chaveamento em 2 sistemas fora de fase (perda de sincronismo) - a tensão depende das condições de aterramento do sistema.		
4	Chaveamento de pequenas correntes indutivas - corte de corrente (transformador em vazio).		
5	Interrupção de correntes capacitivas - bancos de capacitor, linhas e cabos em vazio.		
6	Desenvolvimento de falta - por exemplo ocorrência de descarga na interrupção de transformadores em vazio com formação de arco entre os contatos do disjuntor e conseqüente curto-circuito. Neste caso, embora o disjuntor tenha efetuado sua operação de manobra inicial, ele deve agora interromper este curto-circuito.		

TABELA 5.4 - Sumário dos mais Importantes Parâmetros do Sistema

1 Parâmetros da Rede		
1.1	Componentes	
1.1.1	Linhas, cabos e barramentos	- Indutância, resistência e capacitância de seqüência positiva e zero - Dependência com a freqüência dos parâmetros de linha, de sequência positiva e zero - Impedância de surto - Velocidade de propagação da onda
1.1.2	Transformadores, transformadores indutivos de potencial	- Reatância de curto-circuito - Fatores de amortecimento devido à dependência com a freqüência - Curvas de saturação
1.1.3	Geradores	- Reatância transitória ou subtransitória - Amortecimento do fenômeno transitório devido à dependência com a freqüência - Saturação
1.1.4	Reatores	- Amortecimento dos transitórios (dependência com a freqüência) - Saturação
1.2	Configuração e Conexão da Rede	
1.2.1	Lado do fornecimento	- Potência de curto-circuito - Subestações locais ou linhas alimentando uma barra - Cargas conectadas no lado do suprimento - Interligação de redes - Reator no lado do suprimentó conectado ao secundário ou terciário de um transformador - Conexão dos transformadores - Linhas paralelas à linha a ser manobrada
1.2.2	Lado da Linha	- Comprimento da linha - Compensação paralela (reatores shunt) - Compensação série (capacitores) - Terminação da linha (aberta ou terminação em transformador) - Transformadores indutivos de potencial conectados ou não à linha - Com ou sem subestações intermediárias
2 Parâmetros dos Disjuntores		
		- Características dielétricas de abertura e fechamento - Seqüência de operação dos três pólos do disjuntor - Dispersão máxima (mecânico e elétrico) dos contatos principais - Dispersão máxima (mecânico e elétrico) dos contatos dos resistores - Valores ôhmicos dos resistores - Tempo de inserção dos resistores
3 Parâmetros de Serviço		
		- Tensão à freqüência industrial - Freqüência industrial - Capacidade de operação dos disjuntores - Valor da carga residual na linha a ser manobrada - Corona - Saturação - Carga transmitida e/ou estado de excitação dos geradores - Condições de falta e localização de falta se a falta está presente - Operações de linha em paralelo ou não - Parâmetros aleatórios: ângulo de chaveamento

TABELA 5.5 - Sobretensões de Manobra - Valor Máximo Fase-Terra para Diferentes Tipos de Manobra - Resumo

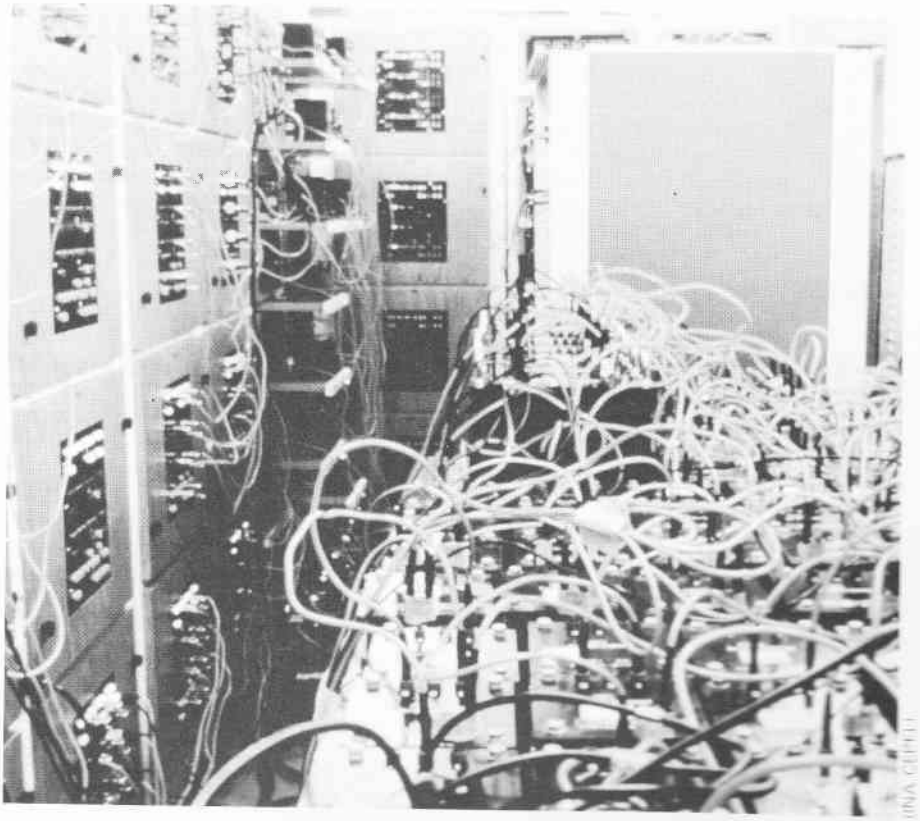
Tipo de Manobra	Sem Equipamentos Especiais			Com Resistor (300 a 600Ω)		Com Sincronização Sem Resistor
	Valor Máximo em p.u.		Desvio Padrão %			
	Início Linha	Fim Linha		Valor Máximo	Desvio Padrão %	Valor Máximo
Energização de Linhas	1,5 a 2,5	2,0 a 3,0 (1)	15 a 20	1,3 a 2,2	4 a 8	1,45 a 1,7
Religamento Tripolar	2,0 a 3,0	3,0 a 5,0 (2)	10 a 25	1,2 a 1,7 (3) 1,5 a 2,5		1,3 a 1,6
Religamento Monopolar	< 2,0	1,8 a 2,5 (4)		< 1,8 (4) < 2,3		
Eliminação de Curto	< 2,0	< 2,5		1,5 (3)		
Rejeição de Carga	1,25 a 1,75	1,5 a 2,0		1,5 (3)		
Ocorrência de Curtos	1,3 a 1,6	1,6 a 2,2				
Abertura de Cargas Indutivas	2,5			1,3 a 1,5 (3)		
Abertura de Linhas em Vazio	1,3 a 1,5					
Energização de Linha + Transformador	1,2 a 1,8					
Energização de Bancos de Capacitores	2,0					
Primeira Reignição do Banco de Capacitor	3,0					

Notas: (1) Usando pára-raios estes valores ficam entre 2 e 2,2
(2) Valores indicados são pessimistas
(3) Com resistor em abertura
(4) Presença de reatores na linha

Capítulo 6

Métodos de Determinação e Análise das Sobretensões

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo



1 Introdução

A determinação das sobretensões pode ser obtida através de duas formas:

- por medida do fenômeno em sistemas reais (no campo), ou
- por análise ou medida em algum modelo (simulação).

As medidas no campo em sistemas reais têm a virtude da confiabilidade, porém só podem ser realizadas após o sistema ter sido implantado. Assim, a realização dessas medidas tem sido útil, não somente porque possibilita aferir modelos para estudos futuros mas também porque propicia o desenvolvimento e aprimoramento desses modelos.

Geralmente, a magnitude das sobretensões temporárias pode ser determinada por meios analíticos. Entretanto, as sobretensões transitórias que envolvem não-linearidades, acoplamentos, etc, não são tão facilmente determinadas.

De maneira prática, o comportamento de um transitório em um sistema de transmissão complexo pode ser estudado por meio de modelos analógicos ou programas digitais. Um tipo de modelo analógico é o Analisador Transitório de Redes (TNA). No TNA, os elementos de um sistema em estudo, tais como linhas de transmissão, transformadores, chaves e pára-raios são representados em modelos de escala reduzida. Os modelos refletem a resposta elétrica dos protótipos reais, embora geralmente não se pareçam fisicamente. As linhas de transmissão, por exemplo, são geralmente representadas por circuitos concentrados L, R e C. Os vários modelos disponíveis são montados e interligados por cabos de acordo com o sistema real e as medidas são realizadas durante a operação, nos pontos de interesse.

Outra forma de analisar circuitos complexos é a que utiliza programas digitais. Em um programa digital, os elementos dos circuitos são modelados por um grupo de equações que definem as relações entre tensões e correntes.

Os métodos digitais, pelo fato de se tratar de modelos analíticos, são capazes de representar não só elementos de parâmetros distribuídos (linhas de transmissão e cabos subterrâneos) como elementos concentrados (geradores, transformadores, reatores e capacitores).

Idealmente, o método de cálculo a ser utilizado deve ser capaz de representar parâmetros distribuídos e concentrados de modo preciso, inclusive com seus valores dependentes da freqüência e ser capaz de representar o efeito de não-linearidades, como as encontradas nos pára-raios, transformadores, efeito corona, arco através dos contatos do disjuntor etc.

Cada método tem suas vantagens e desvantagens. Em geral os resultados obtidos, seja com o TNA ou com um programa digital, apresentam precisão suficiente para os estudos de sobretensões necessários à especificação dos equipamentos do sistema elétrico. É interessante observar que, dependendo do tipo de estudo a ser efetuado, muitos problemas podem ser melhor estudados numa ou noutra ferramenta. Conclui-se, portanto, que a combinação das facilidades digitais e analógicas é bastante valiosa, podendo serem vistas como ferramentas complementares.

2 Analisador Transitório de Redes (TNA)

O TNA é composto de modelos individuais representando os equipamentos elétricos e podem ser interligados de acordo com o desejado. Os TNAs modernos são acoplados a computadores digitais para controle das simulações, transferência e aquisição de informações. Linhas de transmissão no TNA são modeladas por circuitos concentrados em cascata. O número de elementos requeridos no modelo depende do grau de distorção permitido nas ondas trafegantes. Quanto maior o número de elementos usados, menor a distorção. Se uma linha de 250 km for modelada com 20 seções π, (ou seja, módulo de combinações de elementos L, R e C que representa determinado comprimento de linha) o tempo de crescimento da tensão no final da linha, em resposta a um degrau injetado no outro lado, será cerca de 170 μs. Se a linha for modelada por 50 seções π, o tempo de crescimento será cerca de 100 μs. Observa-se que medições realizadas no campo indicam uma variação do tempo de crista da ordem de 0,3 μs/km.

Transformadores são geralmente representados por bobinas de unidades monofásicas com um ramo representando os efeitos da magnetização e outro representando a impedância entre enrolamentos. O acoplamento entre fases, tanto através do núcleo como através dos enrolamentos do terciário, é realizado com enrolamentos auxiliares. Os efeitos da saturação e magnetização podem ser estudados porque os ramos de magnetização são construídos em núcleos de ferro que têm efeitos de saturação similares aos transformadores reais.

Reatores são representados tanto por bobinas de núcleo de ar como por circuitos eletrônicos que injetam correntes na rede, de mesma amplitude e fase que os reatores reais.

Pára-raios convencionais podem ser modelados por circuitos eletrônicos que simulam as resistências não-lineares e os "gaps". Pára-raios de ZnO são simplesmente representados por resistências não-lineares.

STATISTICAL OUTPUT OF NODE VOLTAGES

STATISTICAL DISTRIBUTION OF PEAK VOLTAGE AT NODE *AUX-A* BASE VOLTAGE FOR PER-UNIT PRINTOUT = 0.187790+06

INTERVAL NUMBER	VOLTAGE IN PER UNIT	VOLTAGE IN PHYSICAL UNITS	FREQUENCY (DENSITY)	CUMULATIVE FREQUENCY	PER CENT *GE* VOLTAGE
25	1.20000	0.2253530+06	0	0	100.000
26	1.25000	0.2347430+06	2	2	95.000
27	1.30000	0.2441320+06	3	5	87.500
28	1.35000	0.2535220+06	2	7	82.500
29	1.40000	0.2629120+06	3	10	75.000
30	1.45000	0.2723020+06	3	13	67.500
31	1.50000	0.2816910+06	5	18	55.000
32	1.55000	0.2910810+06	8	26	35.000
33	1.60000	0.3004710+06	0	26	35.000
34	1.65000	0.3098600+06	2	28	30.000
35	1.70000	0.3192500+06	2	30	25.000
36	1.75000	0.3286400+06	4	34	15.000
37	1.80000	0.3380300+06	2	36	10.000
38	1.85000	0.3474190+06	0	36	10.000
39	1.90000	0.3568090+06	0	36	10.000
40	1.95000	0.3661990+06	1	37	7.500
41	2.00000	0.3755880+06	0	37	7.500
42	2.05000	0.3849780+06	1	38	5.000
43	2.10000	0.3943680+06	1	39	2.500
44	2.15000	0.4037580+06	0	39	2.500
45	2.20000	0.4131470+06	0	39	2.500
46	2.25000	0.4225370+06	1	40	0.0

DISTRIBUTION PARAMETERS FOR THE ABOVE DATA.

	GROUPED DATA	UNGROUPED DATA
MEAN =	1.5800000	1.6033956
VARIANCE =	0.0531795	0.0542610
STD DEVIATION =	0.2306068	0.2329400

STATISTICAL DISTRIBUTION OF PEAK VOLTAGE AT NODE *AUX-B* BASE VOLTAGE FOR PER-UNIT PRINTOUT = 0.187790+06

INTERVAL NUMBER	VOLTAGE IN PER UNIT	VOLTAGE IN PHYSICAL UNITS	FREQUENCY (DENSITY)	CUMULATIVE FREQUENCY	PER CENT *GE* VOLTAGE
23	1.10000	0.2065740+06	0	0	100.000
24	1.15000	0.2159630+06	1	1	97.500
25	1.20000	0.2253530+06	2	3	92.500
26	1.25000	0.2347430+06	0	3	92.500
27	1.30000	0.2441320+06	3	6	85.000
28	1.35000	0.2535220+06	3	9	77.500
29	1.40000	0.2629120+06	1	10	75.000
30	1.45000	0.2723020+06	2	12	70.000
31	1.50000	0.2816910+06	4	16	60.000
32	1.55000	0.2910810+06	5	21	47.500
33	1.60000	0.3004710+06	2	23	42.500
34	1.65000	0.3098600+06	3	26	35.000
35	1.70000	0.3192500+06	2	28	30.000
36	1.75000	0.3286400+06	2	30	25.000
37	1.80000	0.3380300+06	0	30	25.000
38	1.85000	0.3474190+06	4	34	15.000
39	1.90000	0.3568090+06	1	35	12.500
40	1.95000	0.3661990+06	1	36	10.000
41	2.00000	0.3755880+06	1	37	7.500
42	2.05000	0.3849780+06	0	37	7.500
43	2.10000	0.3943680+06	0	37	7.500
44	2.15000	0.4037580+06	1	38	5.000
45	2.20000	0.4131470+06	2	40	0.0

DISTRIBUTION PARAMETERS FOR THE ABOVE DATA.

	GROUPED DATA	UNGROUPED DATA
MEAN =	1.6100000	1.6372967
VARIANCE =	0.0725597	0.0710234
STD DEVIATION =	0.2694248	0.2665022

STATISTICAL DISTRIBUTION OF PEAK VOLTAGE AT NODE *AUX-C* BASE VOLTAGE FOR PER-UNIT PRINTOUT = 0.187790+06

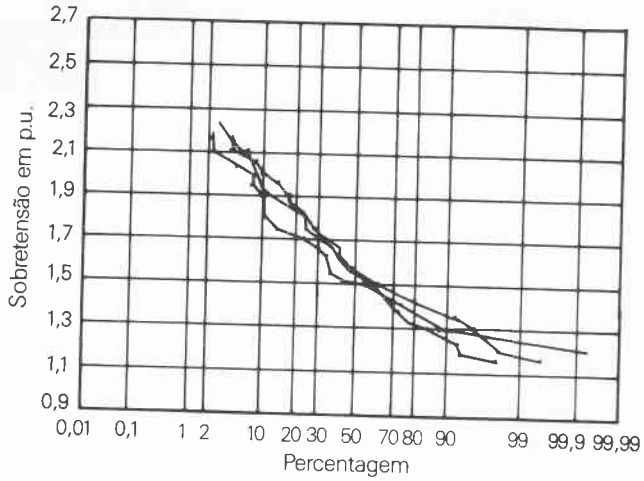
INTERVAL NUMBER	VOLTAGE IN PER UNIT	VOLTAGE IN PHYSICAL UNITS	FREQUENCY (DENSITY)	CUMULATIVE FREQUENCY	PER CENT *GE* VOLTAGE
25	1.20000	0.2253530+06	0	0	100.000
26	1.25000	0.2347430+06	1	1	97.500
27	1.30000	0.2441320+06	1	2	95.000
28	1.35000	0.2535220+06	1	3	92.500
29	1.40000	0.2629120+06	5	8	80.000
30	1.45000	0.2723020+06	4	12	70.000
31	1.50000	0.2816910+06	4	16	60.000
32	1.55000	0.2910810+06	6	22	45.000
33	1.60000	0.3004710+06	3	25	37.500
34	1.65000	0.3098600+06	0	25	37.500
35	1.70000	0.3192500+06	2	27	32.500
36	1.75000	0.3286400+06	2	29	27.500
37	1.80000	0.3380300+06	2	31	22.500
38	1.85000	0.3474190+06	2	33	17.500
39	1.90000	0.3568090+06	0	33	17.500
40	1.95000	0.3661990+06	1	34	15.000
41	2.00000	0.3755880+06	2	36	10.000
42	2.05000	0.3849780+06	1	37	7.500
43	2.10000	0.3943680+06	1	38	5.000
44	2.15000	0.4037580+06	0	38	5.000
45	2.20000	0.4131470+06	1	39	2.500
46	2.25000	0.4225370+06	0	39	2.500
47	2.30000	0.4319270+06	1	40	0.0

DISTRIBUTION PARAMETERS FOR THE ABOVE DATA.

	GROUPED DATA	UNGROUPED DATA
MEAN =	1.6400000	1.6673204
VARIANCE =	0.0659231	0.0656349
STD DEVIATION =	0.2567549	0.2561931

(a)

Distribuição Estatística
Tensões nas Fases A, B e C
Nº de manobras = 40



(b)

Figura 6.1 - Resultados Típicos de Estudos de Sobretensões de Manobra Realizados em TNA ou Programa Digital

Os disjuntores e chaves são representados por relés, que são fechados e abertos em tempos pré-selecionados por dispositivo de controle eletrônico.

Geralmente, as chaves empregam relés com contatos de mercúrio a fim de se manter uma baixa resistência de contato, além de eliminar variações bruscas de corrente. Resistores de abertura e de fechamento podem ser representados, mas o efeito da resistência dinâmica do arco é de difícil simulação.

As fontes podem ser representadas por geradores rotativos e transformadores variáveis ou por fontes eletrônicas. No caso de fontes eletrônicas, a representação elétrica e mecânica da máquina também é possível e é normalmente utilizada quando o desempenho dinâmico dos geradores é importante no estudo dos transitórios, como por exemplo no caso de rejeição de carga. Deste modo é possível representar a variação da tensão terminal e da freqüência com o tempo.

A maioria dos TNAs opera com uma escala de tempo unitária e uma escala de impedância unitária. Isto significa que operam na mesma freqüência que os sistemas reais e que as impedâncias (em ohms) são as mesmas que os sistemas reais. Todavia, eventualmente, escalas de tempo diferentes da unitária são usadas para ajustar de maneira precisa os comprimentos elétricos das linhas de transmissão ou simular um modelo de transformador que se aproxime o máximo possível da reatância do transformador real.

Depois do modelo da rede ter sido montado, ajustado e conferido, os dispositivos que representam os disjuntores podem ser operados repetidamente e as tensões e correntes nos vários barramentos ou linhas do circuito podem então ser medidas.

Dependendo do estudo a ser conduzido no TNA, pode-se necessitar de dois tipos de dados: as sobretensões máximas, que raramente irão ocorrer, e a distribuição estatística das sobretensões. Para obter as sobretensões máximas observam-se os transitórios em um osciloscópio e manualmente ajustam-se os tempos de fechamento do disjuntor até se obter uma combinação de ângulos de fechamento que forneçam a sobretensão máxima. Este processo é chamado de maximização de tensão. Para se obter as distribuições estatísticas, o TNA é controlado por computador onde os tempos de fechamento do disjuntor são selecionados de acordo com alguma formulação estatística. Neste caso, os disjuntores operam da ordem de 100 a 500 vezes, sendo cada vez com diferentes combinações de ângulos de fechamento. Para cada operação, os valores de tensão e corrente são medidos por um conversor analógico-digital e os resultados armazenados no computador. Depois que todas as operações forem terminadas, os dados armazenados no computador são dispostos em forma de histogramas. A Figura 6.1 apresenta resultados característicos desse tipo de análise.

A experiência tem demonstrado que os valores máximos encontrados quando os contatos dos disjuntores são ajustados estatisticamente pelo computador são tão próximos quanto aqueles determinados pelo ajuste manual, desde que aquele ajuste tenha sido realizado através de um número razoável de vezes.

3 Modelos Digitais

Existem vários programas digitais para cálculo de transitórios, mas um dos mais largamente utilizados é o "Eletromagnetic Transients Program (EMTP)" desenvolvido na Bonneville Power Administration.

Como no TNA, a modelagem da rede nos programas digitais é feita através de uma composição de modelos individuais tal como nos sistemas reais, e por tratar-se de modelos analíticos é mais fácil simular componentes com mais perfeição, como por exemplo as perdas ou a dependência dos parâmetros das linhas com a freqüência. No caso de uma linha de transmissão real onde a resistência é distribuída, o surto de tensão trafega distorcendo-se continuamente. Já uma linha representada em programa digital é simulada sem perdas e sem distorção. Assim, para incluir o efeito das perdas, a linha é dividida em trechos nos quais se inserem resistências, por exemplo no meio e nas extremidades. Todavia, quando altas freqüências ou frentes rápidas são envolvidas, esta forma simples de representação não é suficiente para evitar resultados espúrios ou instabilidades numéricas.

Outro aspecto importante é a seleção do intervalo de integração, bastante influenciada pelo fenômeno que se está investigando. As simulações envolvendo altas freqüências requerem passos de integração muito pequenos, enquanto que fenômenos de baixas freqüências podem ser calculados com passos de integração maiores. Assim, baseando-se na máxima freqüência esperada no transitório e assumindo que dez pontos definiriam um período com suficiente detalhe para esta freqüência $f_{máx}$, o intervalo de tempo Δt pode ser estimado pela equação:

$$\Delta t \leqslant \frac{1}{10\, f_{máx}} \qquad (6.1)$$

Em geral, pode-se aplicar a seguinte regra: o intervalo de tempo selecionado é suficientemente pequeno se, ao dividí-lo por dois, os resultados permanecerem praticamente inalterados.

Por exemplo, nos estudos de transitórios de manobra, a faixa do intervalo de integração está entre 25 e 100 μs e nos estudos de descargas atmosféricas entre 0,01 e 0,1 μs.

O tempo máximo de simulação também depende muito

do fenômeno em análise, e em algumas situações dos próprios resultados obtidos durante a realização do estudo. Estudos de descargas atmosféricas não necessitam mais de 20 μs de simulação, enquanto que estudos de energização de linhas de transmissão podem ser analisados com 50 ms de simulação.

Por se tratar de uma programa digital amplamente utilizado, a seguir são apresentados de forma resumida os principais modelos e aspectos referentes ao programa EMTP.

O programa permite representar redes monofásicas ou polifásicas com qualquer topologia, as quais são traduzidas sob forma de um conjunto de equações diferenciais e algébricas, que são resolvidas em intervalos de tempo discretos. A topologia da rede é representada pela matriz de admitância de barras e a formulação matemática é baseada no método das características (método de Bergeron) para os elementos com parâmetros distribuídos e na regra da integração trapezoidal para os elementos representados por parâmetros concentrados. Durante a solução são utilizadas técnicas de esparsidade e de fatoração triangular ordenada das matrizes envolvidas.

O programa EMTP, tal como no TNA, permite a representação de não-linearidades, elementos com parâmetros concentrados e distribuídos, chaves, fontes, transformadores, reatores etc. Sistemas de controle e modelos de máquinas síncronas são também algumas facilidades deste programa.

A seguir é feita uma descrição dos principais modelos disponíveis e nas Figuras 6.2, 6.3, e 6.4 são mostrados os respectivos tipos de representação.

Elementos concentrados

Utilizados na representação de resistências, indutâncias e capacitâncias sem acoplamento entre fases. Estes elementos podem ser conectados em qualquer disposição formando os componentes da rede, como por exemplo: bancos de capacitores, reatores, filtros, equivalentes de rede etc.

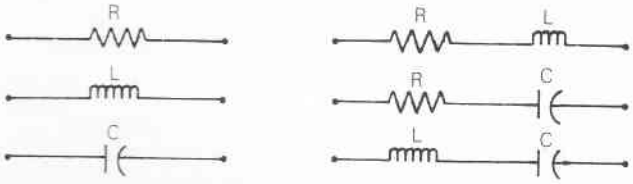
Elementos R-L acoplados

Os elementos R-L, mutuamente acoplados para qualquer número de fases, são normalmente utilizados na representação de equivalentes.

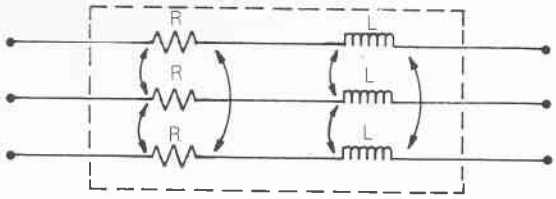
Para circuitos trifásicos há a opção de se utilizarem diretamente os parâmetros de seqüência positiva e de seqüência zero.

π-equivalentes polifásicos

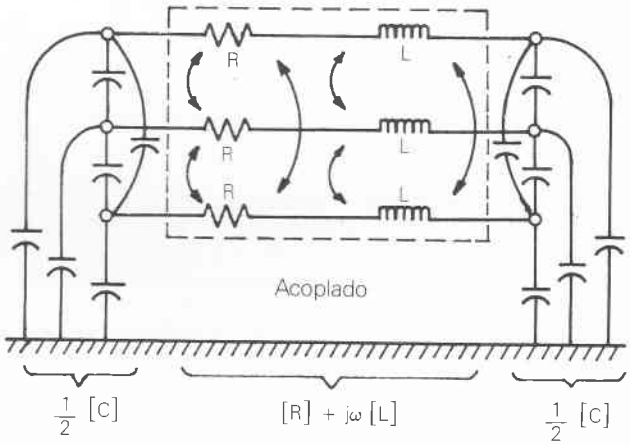
Os elementos do tipo π-equivalente com acoplamento entre fases são uma opção utilizada na representação de linhas de transmissão, quando conectados em série.



Elementos Concentrados



Elementos R-L Acoplados



π Equivalente

Figura 6.2 - Elementos Concentrados, R-L Acoplados e π Equivalente

Transformadores

Transformadores monofásicos com vários enrolamentos podem ser representados conforme o circuito equivalente da Figura 6.3.

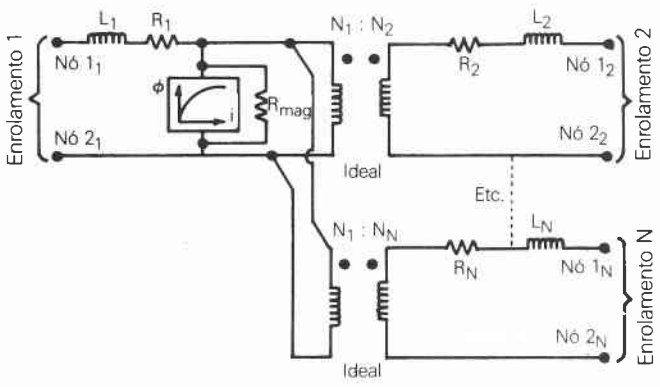


Figura 6.3 - Circuito Equivalente do Transformador Monofásico com Saturação - N enrolamentos

Nesta figura estão representadas as impedâncias de dispersão de cada enrolamento, o ramo magnetizante com saturação, perdas no núcleo e a relação de transformação entre enrolamentos.

A associação de 3 transformadores monofásicos permite a representação de um transformador trifásico, onde as conexões dos enrolamentos são então representadas.

Linhas de transmissão com parâmetros distribuídos

O programa EMTP oferece opções de representação de linhas totalmente transpostas e não-transpostas por meio de parâmetros distribuídos.

A variação dos parâmetros com a freqüência para todos os modos de propagação da linha pode ser também incluída.

Um modelo especial de linhas de circuito duplo ou circuitos na mesma faixa de passagem, com parâmetros distribuídos e acoplamento entre fases, também é disponível.

Elementos não-lineares

O programa permite a representação de resistências e indutâncias não-lineares. As resistências são representadas por meio de pontos no plano tensão-corrente (V, i) e as indutâncias por pontos no plano fluxo-corrente (ϕ, i).

Existe também a possibilidade de se representarem resistências variáveis em função do tempo.

As resistências não-lineares podem ser utilizadas para representar pára-raios convencionais ou de óxido de zinco. As indutâncias não-lineares são utilizadas para representar a característica de saturação de transformadores e reatores.

Chaves

O programa EMTP contém uma variedade muito grande de modelos de chave, ou seja: chaves de tempo controlado, chaves estatísticas, chaves sistemáticas, chaves controladas por tensão ou por sinais, bem como chaves de medição.

As chaves de tempo controlado podem efetuar operações de fechamento e abertura em tempos especificados pelo usuário. Estas operações são realizadas uma única vez, sendo que a abertura ocorre nos zeros subseqüentes de corrente das fases ou conforme uma margem de corrente pré-estabelecida. Estas chaves simulam o comportamento de um disjuntor, com exceção do arco elétrico entre os contatos, e podem conter tanto resistores de abertura como de fechamento.

As chaves estatísticas são utilizadas para simular uma operação estatística de fechamento, ou seja, os tempos de fechamento são gerados aleatoriamente segundo uma distribuição normal ou uniforme, cujos parâmetros (tempo médio e desvio padrão) são definidos de acordo com a característica de dispersão dos pólos do disjuntor. Podem ser utilizadas também para representar os contatos auxiliares do disjuntor. As chaves sistemáticas executam a mesma operação percorrendo a onda da senóide em intervalos pré-fixados de tempo. Esta chave é normalmente utilizada no sentido de maximizar as sobretensões em determinada manobra.

As chaves controladas por tensão têm uma determinada seqüência de operação especificada de modo que, estando originalmente aberta, fecha após um tempo superior a um valor pré-estabelecido desde que a tensão seja também superior a um valor estabelecido, e abre após decorrido certo intervalo de tempo, dentro de uma margem de corrente pré-fixada.

As chaves controladas por sinais são aquelas que recebem sinais provenientes de fontes externas (rotina TACS) e cuja função principal se refere à simulação de diodos e tiristores.

As chaves de medição são aquelas que se encontram permanentemente fechadas e cuja finalidade é somente a de monitorar corrente, potência ou energia.

Fontes

O programa permite a representação de vários tipos de fontes de excitação, em tensão ou corrente. A representação de uma função composta também é possível através de associação de duas ou mais fontes de excitação, conforme é indicado na Figura 6.4.

Elementos Não-Lineares

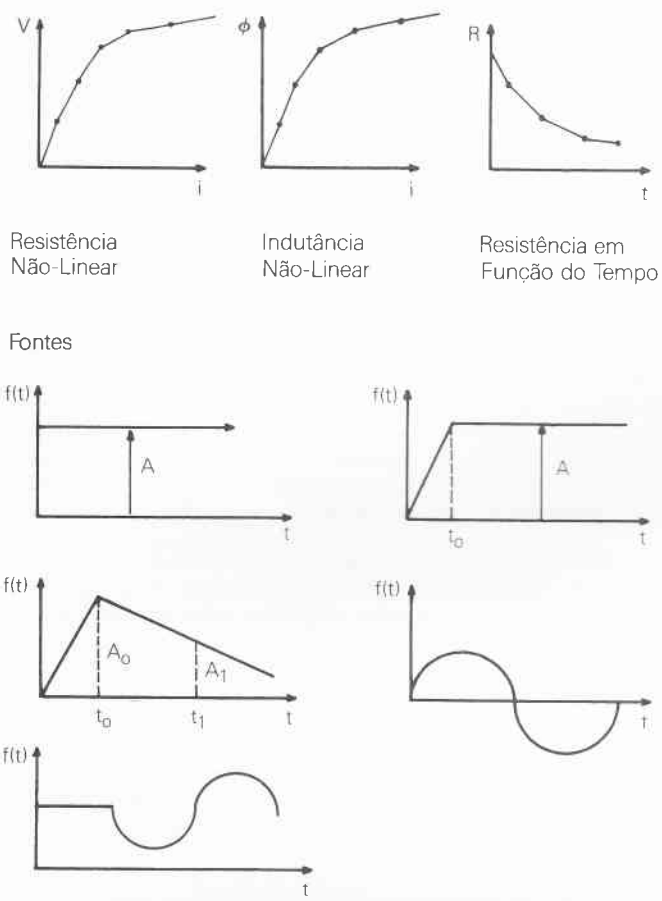


Figura 6.4 - Elementos Não-Lineares e Fontes

São ainda possíveis a utilização de fontes definidas ponto a ponto, do tipo dupla exponencial e de máquinas girantes, sejam elas máquinas síncronas, máquinas de indução ou máquinas de corrente contínua.

A modelagem das máquinas girantes compreende a parte elétrica e a parte mecânica. A parte elétrica é baseada nas equações de Park, com um máximo de dois enrolamentos para o rotor em cada eixo (enrolamento principal e amortecedor), podendo-se representar também o sistema de excitação da máquina. A parte mecânica pode ser devidamente representada com a inclusão de todas as massas girantes, bem como os sistemas de controle de velocidade, o que permite, entre outras aplicações, a realização de estudos de ressonância sub-síncrona, de auto-excitação em compensadores síncronos, de esforços torsionais em eixo de turbogeradores etc.

Diodos, tiristores e chaves controladas

O programa EMTP dispõe ainda de modelos de diodos, tiristores e chaves controladas, os quais, devidamente combinados, podem representar válvulas conversoras, compensadores estáticos etc. A rotina TACS pode ser utilizada para prover sinais no sentido de acionar a seqüência de comandos dos disparos das válvulas conversoras CA/CC a tiristores, bem como os sistemas de controle, sistemas de medição e transferência de sinais de modo a executar a interação destes equipamentos com a rede elétrica.

Incorporado ao programa EMTP existe ainda um conjunto de rotinas suportes que não só complementam os modelos mencionados, como permitem determinar mais acuradamente seus parâmetros.

Destaca-se em particular a rotina TACS que foi desenvolvida para simular interações dinâmicas entre a rede elétrica e os sistemas de controle de determinado equipamento. Os sistemas de controle podem ser descritos por diagramas de blocos no domínio da freqüência com configurações arbitrárias dos elementos disponíveis. É permitida a representação de funções de transferência, somadores, multiplicadores, limitadores estáticos e dinâmicos, funções algébricas e lógicas, fontes de sinal, chaves controladas, funções definidas pelo usuário, detetores de sinais etc.

4 Comparação TNA Versus Programas Digitais

No TNA normalmente não é possível representar todas as partes do sistema em estudo. Assim, deve-se procurar representar com detalhe aqueles componentes que realmente irão influenciar sobremaneira o transitório, e os componentes mais distantes da área de interesse através de equivalentes mais simplificados ou, em alguns casos, até mesmo deixar de representá-los.

Logicamente a experiência é fator fundamental neste julgamento. Além do mais, os elementos individuais simulam parte do fenômeno observado nos sistemas reais. Por exemplo, uma linha de transmissão representada por um modelo de impedância concentrada tem uma faixa de freqüência limitada. Se este modelo, portanto, é excitado por transitórios com componentes de freqüência fora desta faixa, os resultados não serão totalmente corretos.

Comentários semelhantes se aplicam aos programas digitais. Primeiramente deve-se decidir quanto do sistema deve-se representar, uma vez que, dependendo da extensão da rede, também poderá ser impossível representá-lo na íntegra, devido à própria limitação do programa como

também um eventual tempo de processamento excessivo.

Um comentário importante é quanto ao aspecto da flexibilidade de operação: enquanto no TNA a montagem da rede é algo bastante demorado, uma vez que envolve problemas de escala e escolha de modelos que melhor se ajustam a esta escala (além das próprias conexões em si), no programa digital este aspecto é bem mais simples. Por outro lado, as simulações estatísticas de operação do disjuntor são facilmente realizadas no TNA e podem ser feitas com pouco consumo de tempo, enquanto que nos programas digitais este tipo de operação gasta um enorme tempo de CPU (da ordem de 1 hora de CPU em computadores IBM-4341 em casos com 100 energizações em um sistema relativamente pequeno).

Os modelos digitais podem representar certos componentes de forma mais precisa que no TNA, como por exemplo as linhas de transmissão, deste modo conduzindo a uma análise mais detalhada de determinada simulação, complementando informações do estudo realizado no TNA.

Este comentário refere-se à diferença entre as duas formas de modelagem no tocante à precisão e resposta dos modelos. Os modelos analógicos no TNA são modelos típicos geralmente similares aos modelos reais, conseqüentemente eles tendem a ter um comportamento semelhante ao dispositivo real. Por exemplo, modelos de transformadores são construídos com núcleos de ferro que estão sujeitos ao mesmo tipo de saturação e efeitos de histerese que os transformadores reais, conseqüentemente estes modelos, intrinsecamente, têm perdas simulando os mesmos efeitos que os dispositivos reais. Os modelos digitais estão neste caso bem mais longe da realidade, uma vez que existe uma complexidade muito grande na representação de transformadores através de modelos matemáticos. Por outro lado, os modelos digitais podem representar dispositivos ideais, que não podem ser construídos na prática.

Em suma, o TNA e os programas digitais têm suas aplicações determinadas pelo tipo de transitório a ser estudado e pelas inerentes limitações das várias formas de modelagem, o que quer dizer que a combinação de facilidades digitais e analógicas é de grande utilidade, pois, conforme se observa na prática, os dois métodos se completam, não se tornando ferramentas competitivas.

5 Aspectos Relevantes com Relação à Modelagem

A seguir são feitos alguns comentários pertinentes a cada uma das formas de simulação para cálculo de transitórios com relação aos principais componentes e parâmetros:

5.1 Faixa de Freqüência dos Transitórios em Sistemas Elétricos

O fenômeno transitório em um sistema elétrico encontra-se numa faixa de freqüência que varia de 0 Hz a aproximadamente 50 MHz. Valores de freqüência acima da freqüência industrial normalmente envolvem fenômenos eletromagnéticos, enquanto que valores abaixo daquele são usualmente do tipo eletromecânico. A Figura 6.5 dá uma idéia dos vários fenômenos transitórios e suas respectivas faixas de freqüências mais comuns.

O comportamento dos fenômenos transitórios em todas as faixas de freqüências pode ser determinado usando programas digitais apropriados, enquanto que o TNA é preferencialmente usado para estudos de fenômenos eletromagnéticos até aproximadamente 10 kHz. De um modo geral, as dificuldades e limitações existem não só em relação ao uso do TNA, no que diz respeito aos fenômenos transitórios com amplo espectro de freqüência, mas também com os programas digitais onde existem problemas de requisitos de memória e tempo de computação.

5.2 Simulação dos Elementos de Rede

A simulação de todos os elementos de rede válidos na faixa de 0 a 50 MHz é praticamente impossível. Por esta razão, as características físicas dos elementos de rede que têm efeito decisivo no fenômeno transitório de interesse devem ser modelados detalhadamente, como por exemplo a característica de saturação dos transformadores e reatores, que podem ter muita importância na análise das sobretensões temporárias.

Se, no chaveamento de uma linha, o principal interesse está concentrado nas sobretensões máximas, a linha e o sistema completo pelo qual é alimentada são de decisiva importância; contudo, se é interesse obter detalhes da taxa inicial de crescimento das sobretensões, detalhes característicos das subestações devem ser representados, tais como capacitâncias dos transformadores de medição, número de saída de linhas e suas respectivas impedâncias de surto. Estes aspectos são importantes para o fenômeno de ondas trafegantes no início das sobretensões.

Quando se estudam fenômenos com freqüências acima de 1MHz, tais como transitórios rápidos em subestações isoladas a SF_6, não só o comportamento das várias seções de barramento para as ondas trafegantes é importante, mas também as pequenas capacitâncias e indutâncias dos transformadores de medição, capacitância de buchas e mesmo o efeito capacitivo dos isoladores internos e curvaturas.

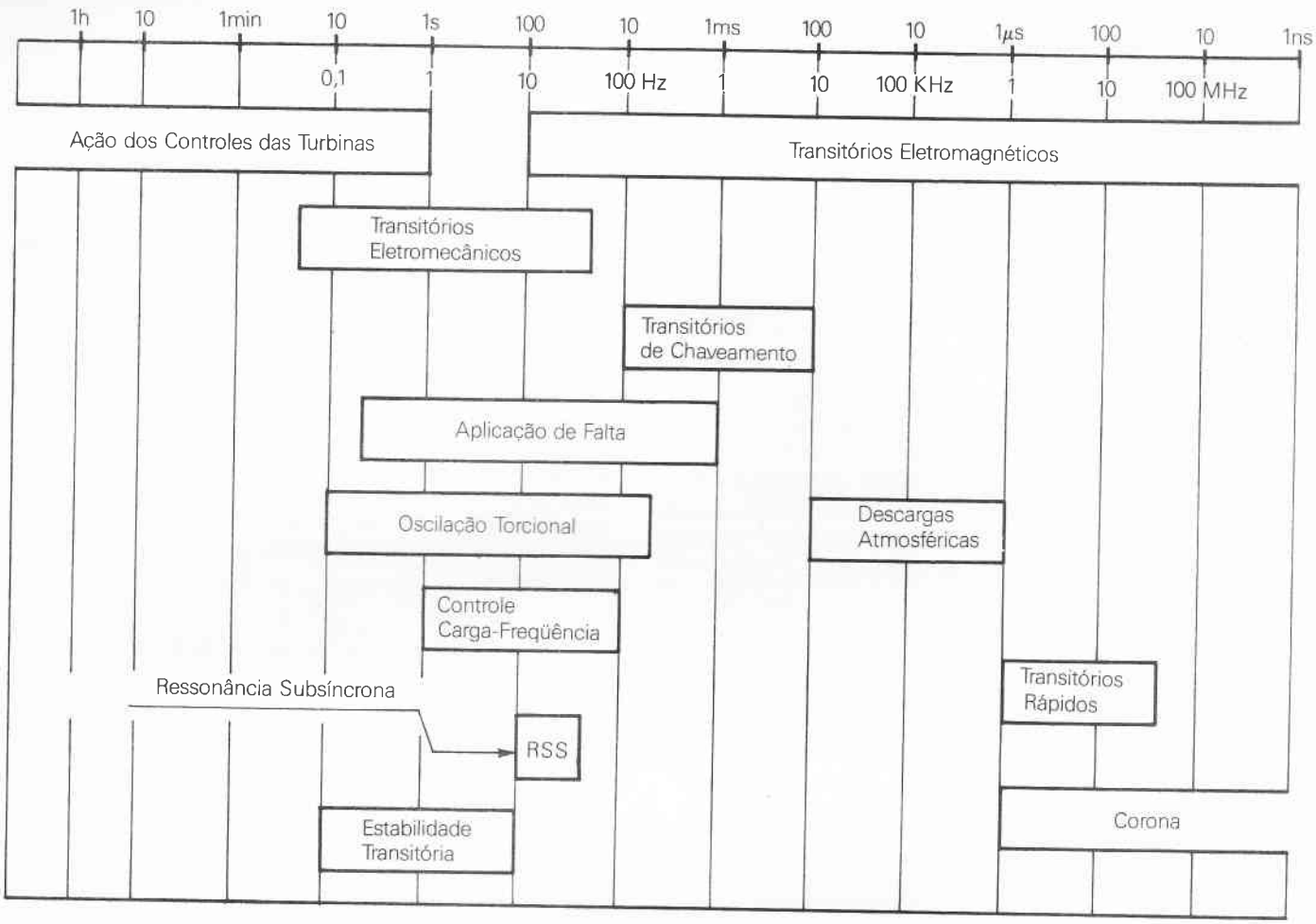


Figura 6.5 - Faixa de Freqüência nos Sistemas de Potência

Em suma, a simulação dos elementos individuais de uma rede deve conseqüentemente corresponder à freqüência do fenômeno transitório em particular. Isto pode ser melhor visto dividindo-se o espectro de freqüência em 4 faixas:

A - freqüência 0 Hz ... 100 Hz - mudanças de carga e fenômeno devido à saturação

B - freqüência 100Hz ... 10kHz - transitórios devido a chaveamentos

C - freqüência 10kHz ... 1MHz - transitórios devido às descargas atmosféricas

D - freqüência 1 MHz ... 50 MHz - transitórios rápidos

A Tabela 6.1 mostra uma visão geral dos métodos básicos de simulação dos elementos individuais de rede para estas faixas de freqüências. Quando se espera que o fenômeno transitório a ser investigado cubra diferentes faixas de freqüências, os elementos de rede devem ser simulados por uma combinação adequada dos vários modelos da Tabela 6.1. Para estudos especiais em elementos individuais da rede, uma representação mais acurada deste elemento em particular é necessária. Independente do tipo de ferramenta a ser usada, se TNA ou digital, a preparação de dados para os estudos de transitórios envolve passos similares. Alguns dos passos envolvidos para ambas as ferramentas, os dados necessários e os fatores que influenciam as sobretensões são descritos a seguir, em complementação àqueles contidos na Tabela 6.1:

— Modelagem do Sistema - Normalmente é impossível representar o sistema na íntegra. Como regra geral, deve-se representar com detalhe os elementos do sistema próximos à linha ou barra a ser chaveada, pois estes terão influência significativa nos transitórios. Freqüentemente, é suficiente representar o sistema até uma barra atrás daquela que está sendo manobrada e por uma barra além da linha chaveada. A partir desses pontos, o sistema pode ser representado por uma impedância indutiva equivalente em série com uma fonte.

Naturalmente, se determinado estudo requerer a utilização de um equivalente mais sofisticado, tem sido prática fazer uso da impedância equivalente em função da freqüência ($Z(\omega)$) vista da barra de interesse.

— Geradores - Para a determinação de transitórios devidos a chaveamentos, é suficiente representar os geradores através de uma força eletromotriz constante em série com sua reatância subtransitória. Todavia, em estudos de rejeição de carga, é necessária uma representação mais detalhada, através das equações de Park e incluindo o efeito de seus reguladores de tensão e velocidade.

— Constantes Elétricas das Linhas de Transmissão - Devem ser determinadas as grandezas fasoriais e seqüenciais, levando em conta o tipo de condutor, a geometria da torre, a resistividade do solo e as fórmulas de correção de Carson.

Conforme já foi mencionado, as linhas de transmissão são modeladas no TNA por uma cadeia de elementos R, L e C conectados em série, denominados "π_S de linha" (este tipo de representação também é realizável em programas digitais, apesar de que a representação por parâmetros distribuídos é a mais correta). Na Figura 6.6 estão indicadas configurações típicas de elementos π utilizados no TNA.

O número n de elementos π requeridos para simular determinada linha depende principalmente da freqüência esperada nas oscilações dos transitórios. A freqüência mais alta que pode ser alcançada é a freqüência natural de determinado elemento individual ($L = l \cdot L'$; $C = l \cdot C'$) dada pela fórmula:

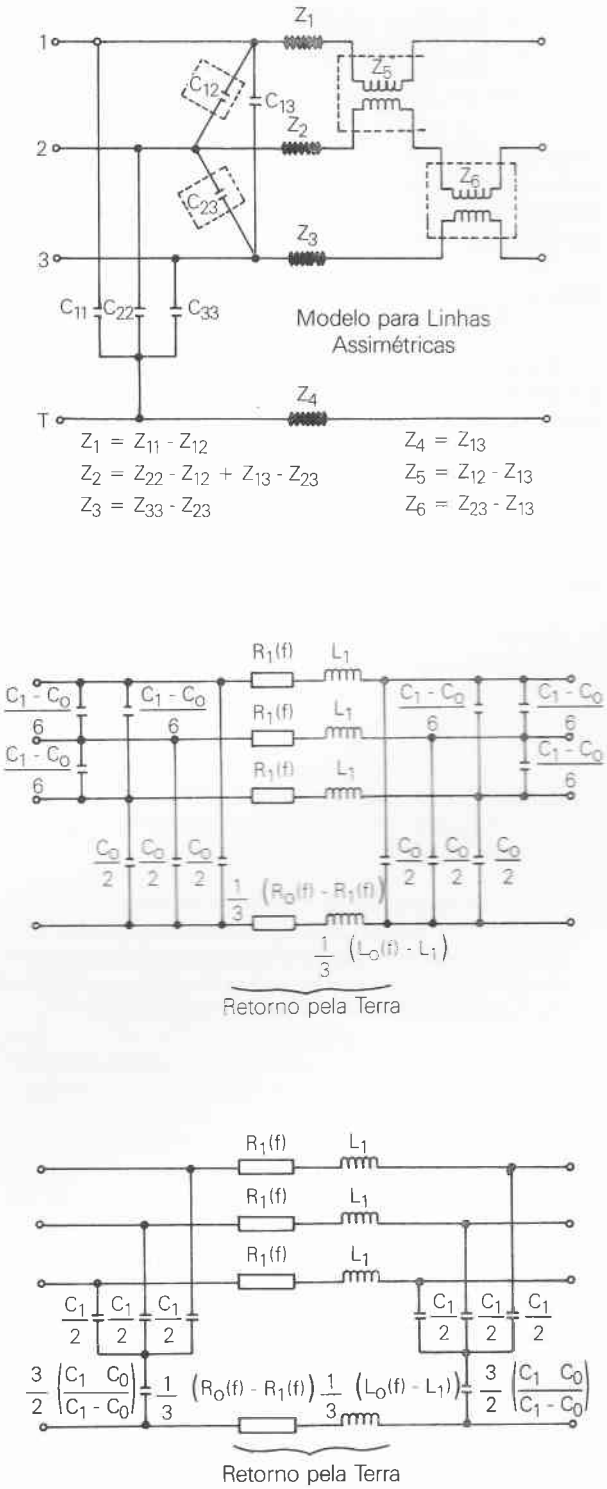


Figura 6.6 - Modelos π para Representação de Linhas de Transmissão

$$f = \frac{1}{2\pi l \sqrt{L' \cdot \frac{C'}{2}}} = \frac{v}{4{,}44 \times l} \qquad (6.2)$$

onde $v = 1/\sqrt{L'C'}$ é a velocidade de propagação das ondas eletromagnéticas. Conseqüentemente, para uma determinada freqüência f, limite do TNA, o máximo comprimento de uma seção de linha é dado por:

$$l_{máx} = \frac{v}{4{,}44 \times f} \qquad (6.3)$$

Com $v_{máx} = c$ (velocidade da propagação da luz = 0.3 km/μs) para linhas aéreas e por exemplo f = 10 kHz (limite para simulações em TNA), $l_{máx}$ é aproximadamente 7 km, isto é, o comprimento de linha por cada elemento π não deve ser maior do que 7 km em simulações de linhas aéreas em TNA. Se freqüências limites menores são esperadas, por exemplo quando uma linha longa é chaveada através de fonte indutiva, é razoável admitir-se comprimentos de linhas maiores por elemento π.

Em geral, pode-se aplicar a seguinte regra: a simulação é suficientemente precisa quando, ao se duplicar o número de elementos π, não houver nenhum efeito no resultado em análise.

Quanto à importância da modelagem das linhas de transmissão com a variação dos parâmetros com a freqüência, podem-se considerar duas categorias de transitórios, a saber:

a. Transitórios com baixo conteúdo de harmônicos e surtos com formas de onda regulares, ou seja, aqueles devidos a energização e religamento de linhas a partir de fontes indutivas, a rejeição de carga, a eliminação de falta e energização de transformadores.

b. Transitórios com alto conteúdo de harmônicos ou surtos com formas de onda apresentando frentes íngremes e picos de curta duração, como, por exemplo, sobretensões devidas a energização ou religamento de linhas a partir de outras linhas de transmissão e sobretensões devidas à aplicação de falta.

Assim sendo, uma boa representação dos parâmetros em função da freqüência para transitórios do tipo A é obtida se os parâmetros das linhas são representados na "freqüência principal do transitório". Já os transitórios do tipo B requerem uma modelagem mais precisa e nesses casos os parâmetros deverão ser corrigidos de modo a levar em consideração todo o espectro de freqüência esperado para este tipo de transitório.

Os parâmetros de seqüência zero são aqueles que apresentam variação com a freqüência bastante acentuada, conforme pode ser verificado na Figura 6.7 . A sua representação no TNA está basicamente associada ao tipo de representação do retorno pela terra, conforme é indicado na Figura 6.6, onde os valores R_0 e L_0 conectados em série e paralelo são ajustados de modo a se obter a resposta mais próxima possível dos valores calculados dentro de determinada faixa de freqüência. O circuito equivalente da Figura 6.8 mostra um arranjo típico para a inclusão desta correção. Nos programas digitais, a distorção em função da freqüência é obtida pela inversão numérica da transformada de Fourier de um degrau ou de uma função impulso para a linha terminada através de sua impedância de surto. A distorção pode também ser obtida por fórmulas aproximadas ou por circuitos equivalentes semelhantes aos utilizados no TNA.

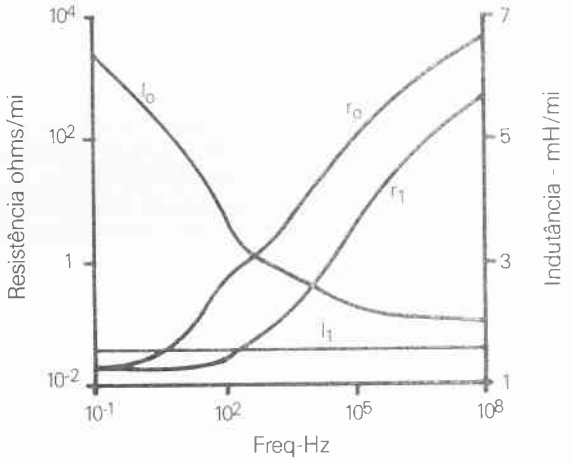


Figura 6.7 - Variação dos Parâmetros com a Freqüência de uma Linha de Transmissão Típica

Figura 6.8 - Circuito Equivalente para Simulação em TNA do Retorno pela Terra Incluindo o Efeito da Dependência com a Freqüência dos Parâmetros das Linhas

— Características dos transformadores e reatores - Deve-se considerar o tipo, o valor nominal e as impedâncias. O tipo indica se é monofásico, trifásico, de núcleo envolvido ou envolvente, bem como o tipo de enrolamento, autotransformador, de enrolamentos múltiplos ou transformador de instrumento. O valor nominal (rating) deve incluir tensão, MVA e o tipo das derivações. Quanto às impedâncias, elas incluem as de magnetização e entre enrolamentos. A curva de saturação do núcleo é importante e deve ser obtida se

possível através de medidas, de modo a se representar o modelo com bastante fidelidade ao transformador real.

Contudo, dados exatos com relação ao comportamento de transformadores, reatores e transformadores de potencial quando saturados não são freqüentemente disponíveis, dada a dificuldade de se medir esses efeitos. Uma aproximação razoável pode ser obtida quando a reatância de núcleo de ar ($X_S = \omega L_S$) é usada para representar a parte saturada da curva de magnetização (fluxo total ϕ x corrente i). A indutância L_S do enrolamento de núcleo de ar do transformador (que é normalmente o de alta tensão) é então aproximado pela equação.

$$L_S \cong 2 \cdot L_K \qquad (6.4)$$

onde L_K é a indutância de curto-circuito do transformador.

Nos simuladores analógicos (TNA) normalmente são utilizados transformadores ideais compostos com indutâncias de modo a se obterem circuitos equivalentes que representem as características de saturação e o tipo de conexão. Na Figura 6.9 estão indicados diversos modelos utilizados no TNA. É importante ressaltar o aspecto das perdas que eventualmente esses modelos podem apresentar de forma excessiva, uma vez que cada bobina empregada na composição do modelo do transformador possui uma resistência própria. Assim, além de se utilizar bobinas com alto fator de qualidade (relação entre sua reatância e sua resistência, x / R), às vezes é necessário empregar dispositivos eletrônicos (resistências negativas) no sentido de compensar estas perdas, principalmente em modelagem de reatores, que requerem um elevado fator de qualidade, visto que em determinados chaveamentos (principalmente religamentos) é importante que o amortecimento excessivo da carga residual não comprometa a validade dos resultados.

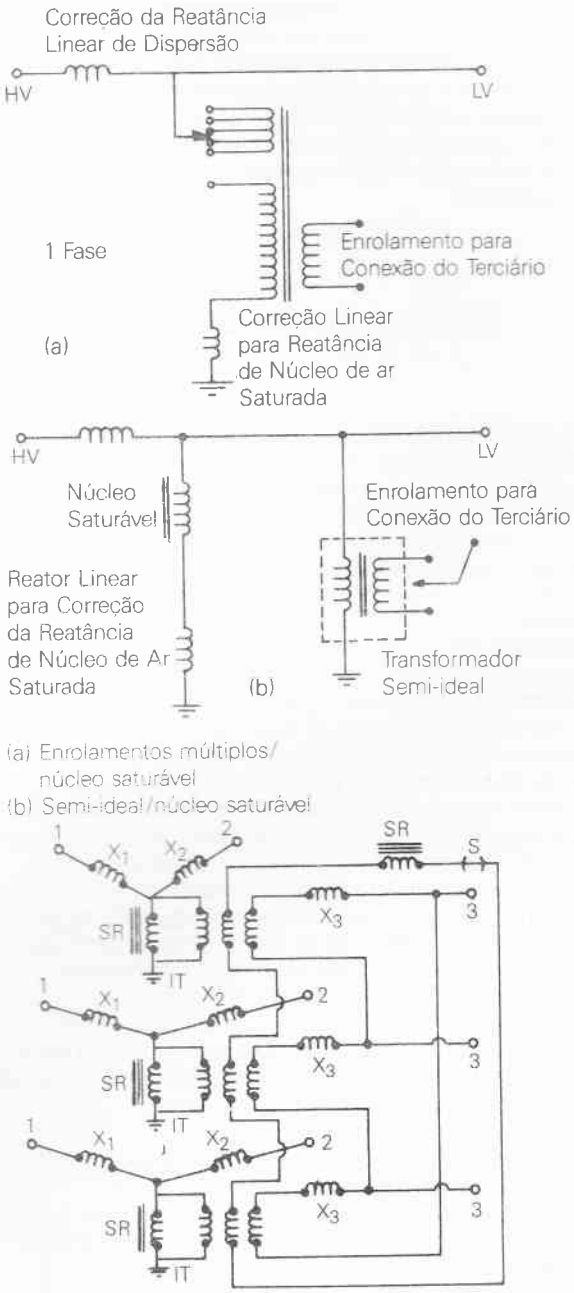
Usualmente o fator de qualidade para uma indutância de um modelo de transformador situa-se na faixa de 40 a 50 para a freqüência fundamental da rede.

Os reatores têm uma característica de saturação similar à de um transformador de potência, porém com o "joelho" da curva de saturação mais elevado. Também apresentam um fator de qualidade muito alto, da ordem de 250 a 300, o que exige, conforme já foi mencionado, uma compensação de perdas, só obtida através das "resistências negativas".

- Características dos Disjuntores - Deve-se indicar o tipo, a seqüência de fechamento (resistores, tempo de inserção, diferença entre instantes de fechamento) e a seqüência de abertura (resistores e tempo de inserção), bem como as características da dispersão dos pólos. As condições nas quais podem ocorrer reignições devem ser indicadas.

- Características dos Pára-raios - Se pára-raios já foram instalados ou se é feita uma tentativa de escolha, deve-se indicar local, tensão nominal, tipo (convencional ou ZnO) e a sua característica não-linear.

No caso de se utilizar pára-raios convencionais ("gap" e resistor não-linear) em TNA, empregam-se modelos constituídos de componentes eletrônicos nos quais são reproduzidas suas principais características, ou seja:



SR = Reatância Saturável

IT = transformador semi-ideal
S = aberto para unidades monofásicos

Figura 6.9 - Modelos de Transformadores

— tensão de disparo inicial

— característica da tensão através do "gap"

— característica do resistor não-linear

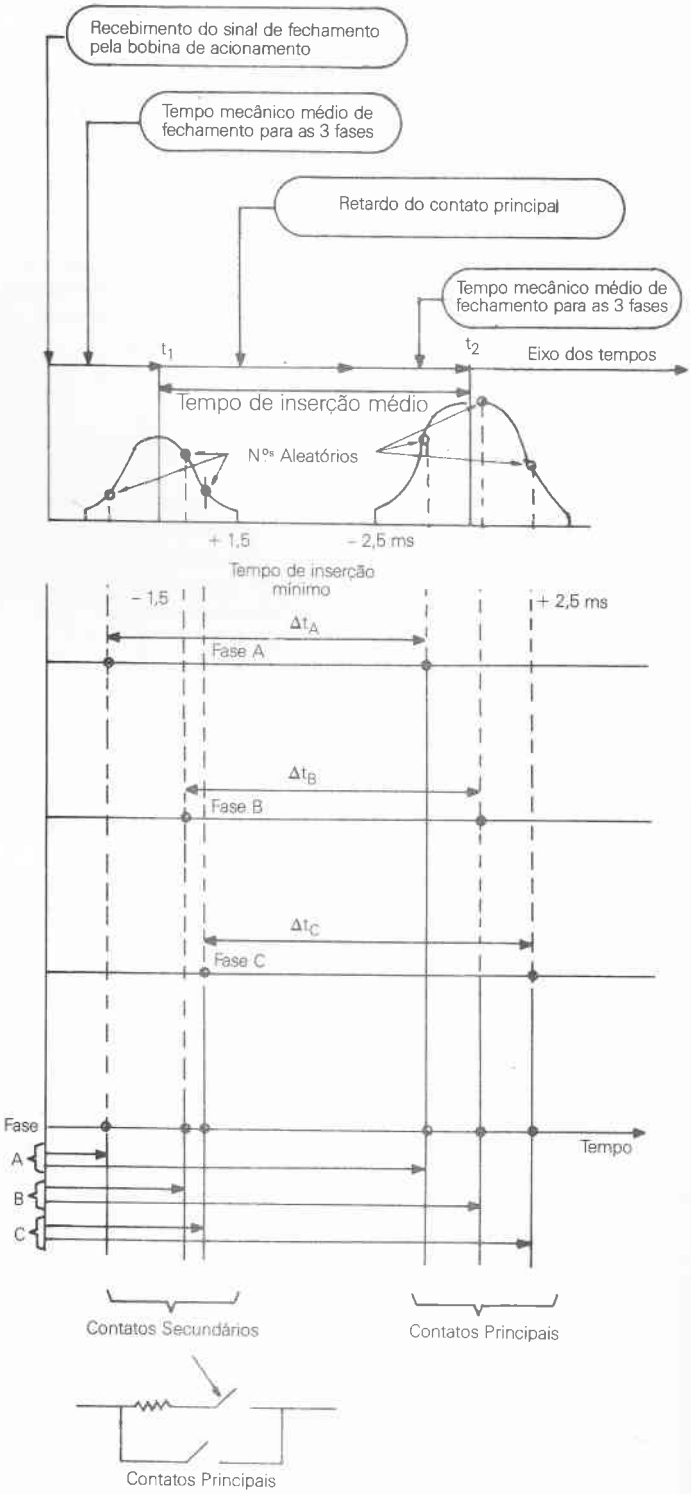
Se forem utilizados pára-raios de ZnO, sua representação é simplesmente feita através de resistências não-lineares, podendo-se incluir "gaps" quando algum modelo o possuir. Conforme já foi mencionado, em programas digitais ambos os modelos podem ser representados analiticamente.

6 Distribuição das Sobretensões

A seguir serão enfocados os conceitos estatísticos usados para descrever as sobretensões. Para ilustrar a natureza estatística das operações de manobra, considerem-se as sobretensões geradas pela energização de uma linha conforme a Figura 6.10. As três fases da linha são energizadas por um disjuntor, cujos pólos não são mecanicamente conectados. Assim quando um comando é dado no sentido de fechar o disjuntor, geralmente através de solenóides de fechamento, os três pólos começam a se locomover. O tempo de fechamento é geralmente aleatório com referência ao instante na onda senoidal da fonte (60 Hz). O fechamento real irá ocorrer depois que os solenóides forem energizados, e os instantes reais de fechamento dos pólos do disjuntor, t_a, t_b e t_c irão assim apresentar algumas variações estatísticas de operação para operação. Além do mais, os valores médios destes tempos podem ser diferentes, dependendo do processo de fabricação e dos ajustes do disjuntor no campo. Assim, não se pode prever exatamente quando os pólos do disjuntor irão realmente se fechar e energizar o circuito. Há também outras variáveis aleatórias, tais como o "reacendimento" do disjuntor ou outros fatores dependentes do circuito, como, por exemplo, fluxo residual nos transformadores ou carga residual na linha. Todas estas variáveis influenciam as sobretensões que são desenvolvidas quando o disjuntor se fecha.

No caso de energização, as sobretensões registradas no fim da linha são de especial interesse. Estas sobretensões podem ser tratadas como resultado de um experimento estatístico, embora as tensões nas 3 fases não sejam na realidade variáveis estatisticamente independentes.

Por simplicidade pode-se considerar como exemplo apenas a tensão V_a, da fase A, resultante da operação de 300 manobras. Estas sobretensões são normalmente colocadas em forma de histograma conforme Figura 6.11, no qual o eixo vertical indica o número v de sobretensões em cada intervalo de tensão ΔV em relação ao número total de testes n.



Δt_A, Δt_B, Δt_C - Tempos de inserção resultantes

t_1 - Valor médio dos tempos de fechamento mecânico dos contatos auxiliares

t_2 - Valor médio dos tempos de fechamento mecânico dos contatos principais

Figura 6.10 - Probabilidade de Fechamento dos Pólos do Disjuntor

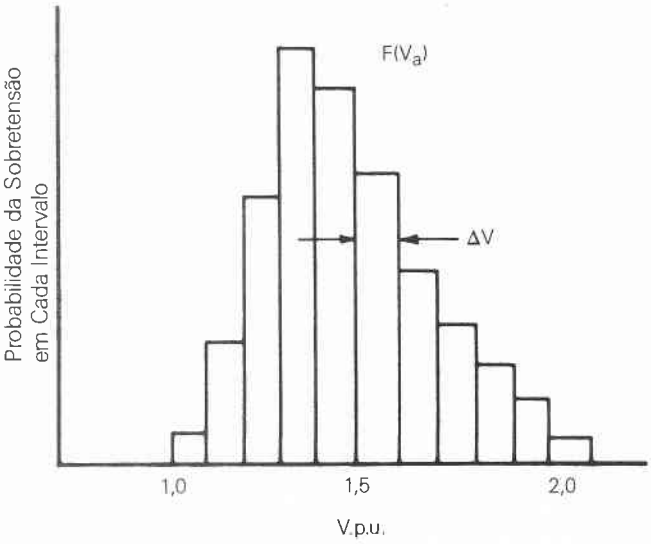


Figura 6.11 - Histograma de Sobretensões

A relação v/n pode ser usada como uma estimativa da probabilidade de ocorrer uma sobretensão num dado intervalo ΔV, ou seja:

$$P\,(V < V_a < V + \Delta V) = \frac{v}{n} \qquad (6.5)$$

Naturalmente quanto maior o número de testes n, mais próxima a estimativa P é da verdadeira probabilidade, a qual por definição é:

$$P\,(V < V_a < V + \Delta V) = \lim_{n \to \infty} \frac{v}{n} \qquad (6.6)$$

Com o valor de n suficientemente alto, ΔV se aproxima a dV e o histograma da Figura 6.11 torna-se uma distribuição contínua como na Figura 6.12.

A distribuição acumulada é comumente definida como a função que fornece a probabilidade de uma variável aleatória V_a ser menor do que um valor de interesse V. Neste caso, a função da distribuição acumulada é:

$$F(V_a) = P(V_a < V) = \sum_{v=0}^{n} \frac{v}{n},$$

conforme Figura 6.12-b, ou

$$F(V_a) = P(V_a < V)' = \int_0^V f(V_a)dV \qquad (6.7)$$

Em estudos de coordenação de isolamento é importante a determinação da probabilidade de uma dada sobretensão ser excedida. Assim, se o isolamento for capaz de suportar uma sobretensão menor ou igual a esta especificada, esta probabilidade indica a probabilidade de falha. Esta função de probabilidade seria o complemento da distribuição acumulada, ou seja:

$$P(V_a > V) = Q(V_a) = 1 - F(V_a) \qquad (6.8)$$

Onde:

$Q(V_a) = \int_V^\infty f(V_a)\,dV$, que é uma função monoticamente decrescente no intervalo $1 \geqslant Q(V_a) \geqslant 0$.

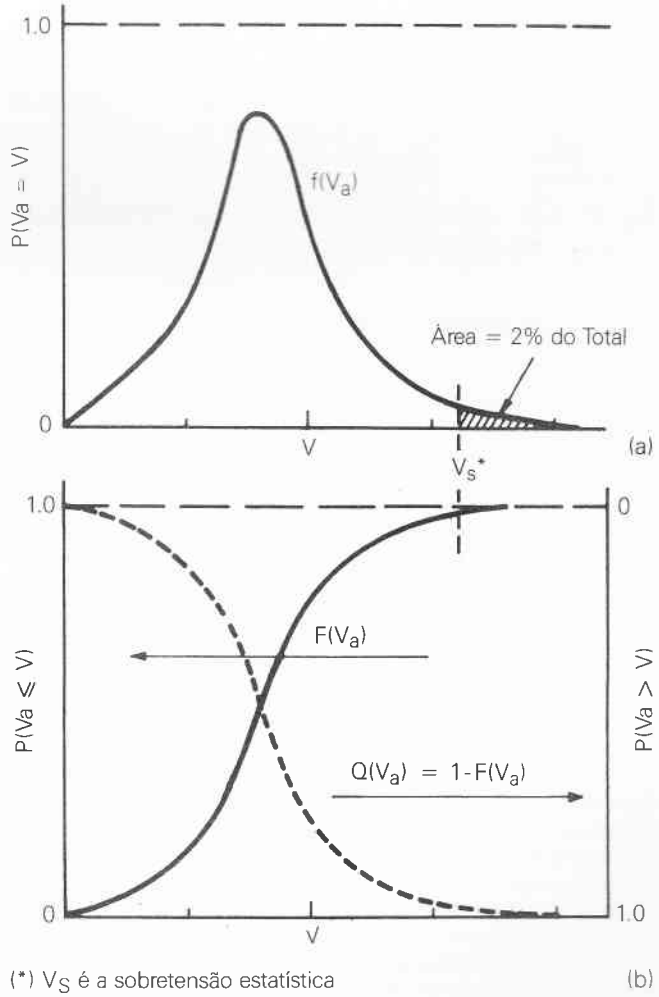


Figura 6.12 - (a) Função densidade de sobretensão
(b) Função cumulativa

Os resultados de um estudo estatístico de sobretensões podem também ser dispostos em papel probabilístico conforme a Figura 6.13 e neste caso, se as sobretensões forem caracterizadas por uma distribuição Gaussiana, podem aproximar-se de uma linha reta.

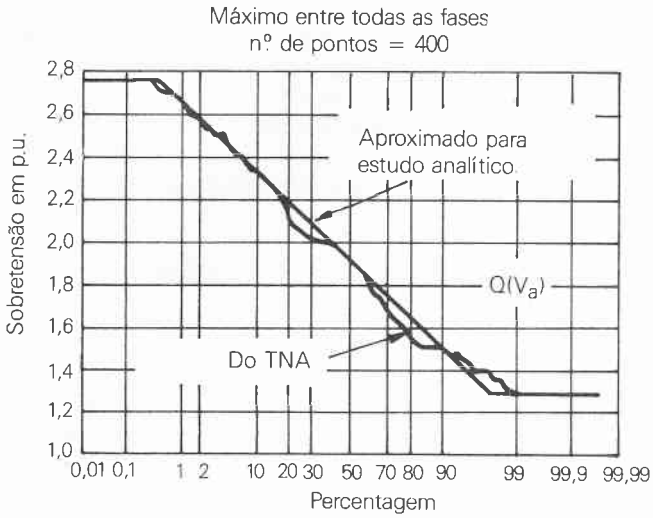


Figura 6.13 - Aproximação Linear de uma Distribuição de Sobretensões

No entanto, quando um grande número de testes é realizado, as distribuições estatísticas de cada fase tendem a ser idênticas, mas sempre menores do que a distribuição baseada no máximo das 3 fases.

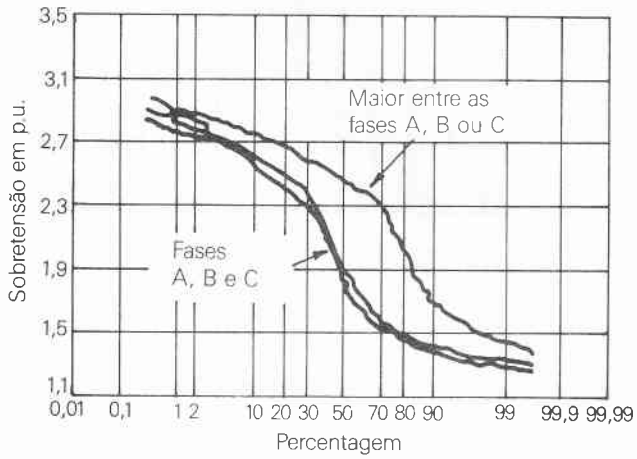


Figura 6.14 - Distribuição de Tensões Fase-Fase

Normalmente as sobretensões são limitadas por pára-raios, efeito corona, saturação e outros efeitos físicos. Desse modo a distribuição pode ser aproximada a uma Gaussiana truncada nos seus extremos superior e inferior.

Em estudos de coordenação de isolamento, maior atenção deve ser dada ao cálculo das probabilidades de falha para estas sobretensões extremas.

Observa-se ainda que as distribuições de sobretensões podem ser tratadas de várias formas, por exemplo, de cada fase em separado, de forma conjunta ou de sobretensões máximas entre as 3 fases.

A Figura 6.14 apresenta um exemplo de como as distribuições de sobretensões podem diferir, dependendo do método de cálculo. As curvas A, B, e C indicam as sobretensões devidas a 300 manobras medidas em cada fase separadamente. A curva D representa a distribuição de todas as 900 medidas nas três fases durante as 300 operações de manobra. No entanto, a maioria dos casos tem sido basicamente analisada através de uma fase, ou seja, levantando-se em forma de histograma as sobretensões máximas entre as 3 fases. Isto implica em dizer que, num estudo de coordenação de isolamento, cada fase estaria igualmente submetida a estas sobretensões máximas.

7 Principais Estudos

A título de ilustração é indicada a seguir uma lista de problemas e estudos já realizados em TNA e programas digitais:

- Distribuição estatística de surtos de manobra
- Redução dos surtos de manobra através de fechamento controlado dos disjuntores ou resistores de pré-inserção
- Transitórios de energização e religamento de linhas e cabos em vazio ou terminados em transformador
- Transitórios devidos à energização em sistemas usando transformadores defasadores
- Transitórios devidos à energização e religamento em linhas com compensação série
- Fenômeno da reignição em desligamento de linhas, de cabos e bancos de capacitores, incluindo elementos não-lineares tais como transformadores e pára-raios
- Transitórios associados com descarga de uma linha através de transformadores e reatores

- Transitórios devidos a faltas
- Requisitos para pára-raios: locação e valor nominal
- Requisitos para outros dispositivos de proteção
- Ferro-ressonância
- Estudos de instabilidade do neutro
- Transitórios de retificadores
- Transitórios devidos à energização e desenergização em instalações de forno a arco
- Estudos de rejeição de carga
- Estudos de oscilação de tensão

Em geral, estes problemas resultam em sobretensões que não variam rapidamente nem possuem componentes de alta freqüência significativos. Alguns deles, por exemplo a ferro-ressonância, são problemas nos quais a representação das não-linearidades nos modelos é bastante importante.

As descargas atmosféricas em linhas e subestações, por exemplo, são fenômenos que envolvem alta freqüência. Desse modo, tais estudos só podem ser realizados com maior confiabilidade através de programas digitais, uma vez que a resposta em freqüência dos componentes do TNA é bastante limitada, o que restringe sua utilização.

Também o cálculo de tensões de restabelecimento através dos contatos de disjuntores pode ser realizado de forma mais rápida e precisa somente em programas digitais.

Todos os resultados obtidos, via TNA, programa digital ou equações analíticas de circuitos devem ser vistos somente como aproximações da realidade. Sobretensões nos sistemas reais podem ser influenciadas por fatores que não são considerados nestas análises, ou por fatores que não são perfeitamente modelados. O fenômeno real, só é possível conhecê-lo através de medidas realizadas no campo em modelos reais e mesmo assim dependendo do grau de confiabilidade dos equipamentos de medição.

Os disjuntores, por exemplo, são dispositivos onde sua influência pode somente ser modelada aproximadamente. Os surtos desenvolvidos numa operação de chaveamento basicamente dependem do circuito a ser manobrado e das propriedades dinâmicas do disjuntor, tais como as características do arco e da corrente na qual o disjuntor readquire a suportabilidade dielétrica entre os seus contatos. Assim, o circuito em si pode ser estudado no TNA ou programa digital, mas o desempenho do disjuntor só através de testes.

Em suma, a melhor fonte de resultados de sobretensões produzidas em sistemas de potência é provenientes de testes de campo. Tais testes provêem a realimentação necessária para justificar a validade e o aprimoramento das várias ferramentas. De um modo geral, as sobretensões calculadas em TNA ou com programa digital estão em excelente acordo com os resultados de campo, conforme mostra a Figura 6.15.

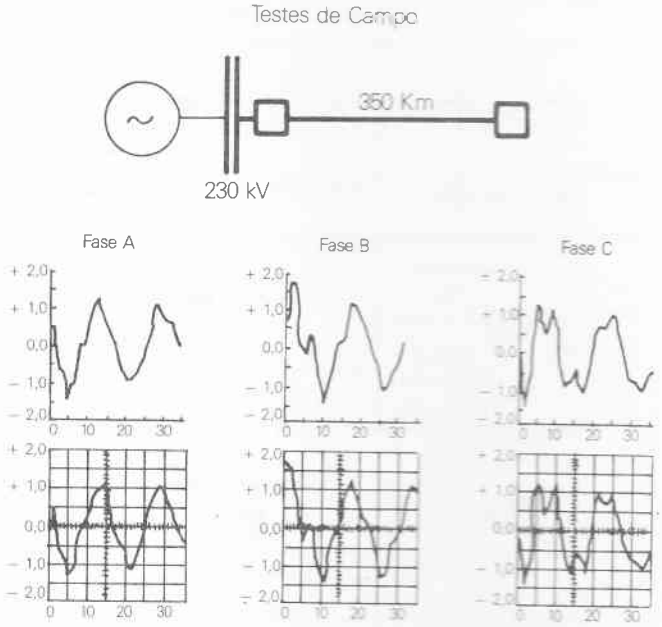


Figura 6.15 - Comparação entre Sobretensões Medidas no Campo e no TNA

8 Bibliografia

[1] Transmission Line Reference Book - 345kV and Above/Second Edition EPRI

[2] The Calculation of Switching Surges - CIGRÉ-Electra nº 32 - Working Group 13-05

[3] A. Clerici et alli - "Five Years of Experience with the new CESI - TNA. Modelling Techniques Used and Examples of Applications" - Canadian Communication and Power Conference, Montreal 1974

[4] W. Neugebauer et alli - "Transient Network Analyser Operation with Digital Computer Control and Analysis" - IEEE Summer Meeting 1979, Vancouver, Canada

[5] H.W. Dommel - "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks" - IEEE - Vol. PAS 88, Abril 1969.

TABELA 6.1 - Representação dos Elementos de Rede para Diferentes Faixas de Freqüência

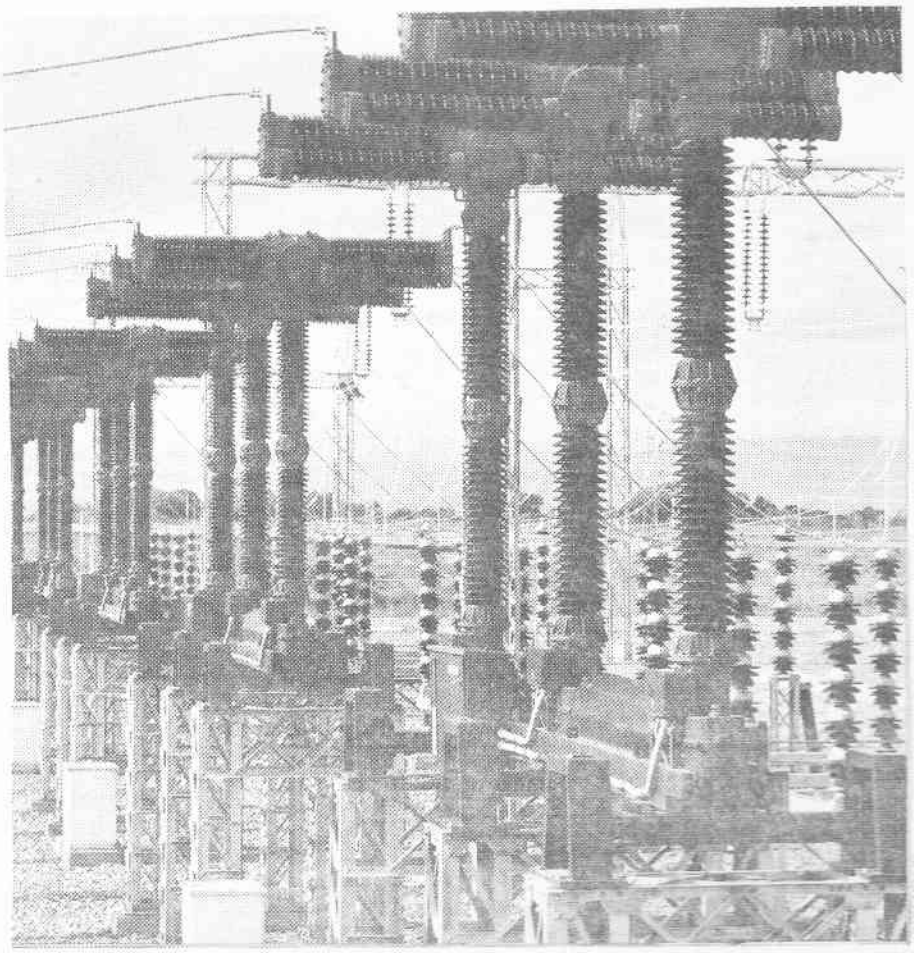
Faixa de Freqüência	A 0 ... 100 Hz	B 100 Hz ... 10 kHz	C 10 kHz ... 1 MHz	D 1 MHz ... 50 MHz
Linhas	R, L, C/2, C/2	R/n, L/n, C/2n, C/n R = R(f), L = L(f)	Z, τ $Z_1 = \sqrt{L/C}$ τ = τ (f)	Simulação das Curvaturas Z, τ, C_E, Z, τ
Em Vazio	R, L, L_S $L_S = L_S(\phi)$	R, L, C, L_S R = R(f)	$Y \rightarrow C_S$, L_K, R_K, C_K, L, R_L, C_K $Y = Y(f); f_i = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_i C_i}}, i = 1,...k$	C_S
Transformadores Em Carga	R_H, L_H, n^2R_L, n^2L_L, HV, L_S, LV $n = \frac{LV}{HV}$ $L_S = L_S(\phi)$	R, C_H, C_L, L_S R = R(f)	C_{HL}, C_H, C_L	C_S
Geradores	Equações do Gerador Excitatriz Momento de Inércia Saturação	R_L, Lf, E R = R(f)	L_K, R_K, $C_S \leftarrow Y$, C_K $Y = Y(f); f_i = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_i C_i}}, i = 1,...k$	C_S
Sistema de Alimentação Complexo	R, L, E	R, L, R, C, E R = R(f)	Z_1, τ_1 Simulado como no Grupo B Z_n, τ_n n = Número de Linhas Conectadas	Z_A, Z_B
Subestações Seção de Barramento	Desprezível	ΣC C > 1nF	Z_A, τ_A, Z_B, τ_B C > 0,1 n F Z_C, τ_C, C > 0,01nF	L, Z_A, τ_A, L_E, C, C_E, Z_A, τ_A, C C > .01nF L > 0,1μ H L_E, C_E Simulação das Curvaturas
Fechamento Disjuntores e Chaves	Chave Ideal	Reignição Estatística	Decréscimo da Tensão de Suportabilidade c/o Tempo	Decréscimo da Tensão da Suportabilidade c/o Tempo

Faixa de Freqüência	A 0 ... 100 Hz	B 100 Hz .... 10 kHz	C 10 kHz ... 1 MHz	D 1 MHz .... 50 MH_2
Disjuntores e Chaves Abertura	Disjuntor Ideal ou Equação do Arco	Disjuntor Ideal ou Equação do Arco	Capacidade de Interrupção a Altas Freqüências	Capacidade de Interrupção a Altas Freqüências
Convencional SiC Pára-raios	Tensão de Disparo U_{SiC} Tensão Residual V_{arco} $U_r = U_{SiC}(i) + Varc(t)$	Tensão de Disparo U_{SiC} Tensão Residual Varc $U_r = U_{SiC}(i) + Varc(t)$	Tensão de Disparo U_S $U_S = U_S(t)$ Tensão Residual U_{SiC} $U_r = U_{SiC}(i)$	Tensão de Disparo U_S $U_S = U_S(t)$ Tensão Residual U_{SiC} $U_r = U_{SiC}(i)$
ZnO	Tensão Residual U_{ZnO} $U_r = U_{ZnO}(i)$	Tensão Residual U_{ZnO} $U_r = U_{ZnO}(i)$	Tensão Residual U_{ZnO} $U_r = U_{ZnO}(i)$	Tensão de Disparo para Frentes Ingremes de Corrente U_{ZnO} f(i) Tensão Residual $U_r = U_{ZnO}(i,t)$
Transformadores de Potencial	TP Indutivo $L_S = L_S(\phi)$	Desprezível	Desprezível	C_S TP $C_S/2$ $C_S/2$
Reatores	$L_S = L_S/(\phi)$	L_S C	$Y \rightarrow C_S$ L_K R_K C_K $Y = Y(f); f_i = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_i C_i}}; i = 1,...k$	C_S
Compensadores Estáticos	L_T C L_S	Geração de i_h Harmonicos h = 2, ... 11 L_T C	L_T C L_n	Sem interesse
Retificadores		R C	R_S C L C_R	Sem Interesse

Capítulo 7

Métodos de Controle das Sobretensões

Roberto Vaisman



Disjuntor Provido de Resistor de Pré-Inserção

1 Introdução

As sobretensões em um sistema de transmissão não podem ser evitadas, assim como a sua total supressão é extremamente difícil. Entretanto, suas magnitudes podem ser limitadas de modo a ficarem compatíveis com os níveis de isolamento dos equipamentos do sistema.

Existem diversas formas para controlar as sobretensões, sendo que os mecanismos especiais utilizados para este fim devem levar em consideração que cada tipo de sobretensão é dependente das características dos equipamentos usados, da configuração do sistema e dos seus critérios operativos.

2 Inserção de Resistores

Um dos meios mais efetivos na redução das sobretensões causadas por operações de chaveamentos é a inserção de resistores, como por exemplo, os arranjos mostrados na Figura 7.1.

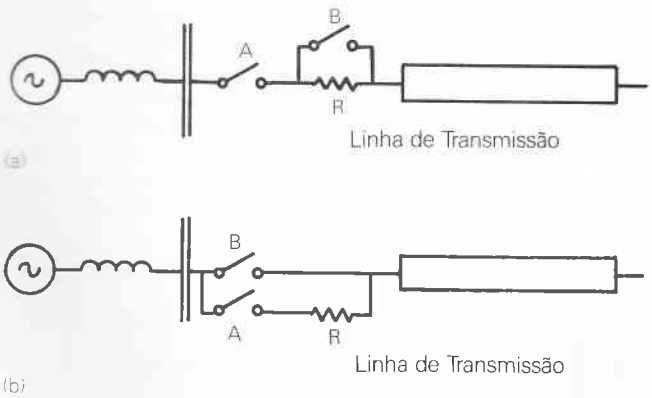


Figura 7.1 - Arranjos para chaveamento de uma Linha de Transmissão Usando Resistor de Pré-Inserção

No caso da energização da linha, inicialmente fecha-se a chave A colocando-se o resistor R em série, entre a fonte e a linha de transmissão. Após um breve período de tempo fecha-se a chave B curto-circuitando desta forma o resistor.

Assim, na realidade, a linha é energizada em dois estágios, com cada um deles produzindo uma determinada sobretensão. A primeira delas é devida à energização através do resistor e a segunda é causada pelo "by-pass" do resistor. As magnitudes de ambas as sobretensões dependem do valor do resistor de pré-inserção usado, de acordo com as curvas mostradas na Figura 7.2.

Estas duas curvas se cortam em um determinado ponto que corresponde ao valor ótimo do resistor, cuja magnitude depende basicamente dos seguintes fatores:

a. Potência de curto-circuito da fonte

b. Comprimento da linha

c. Grau de compensação da linha

Em regra geral, entretanto, este valor ótimo é da ordem da impedância de surto da linha.

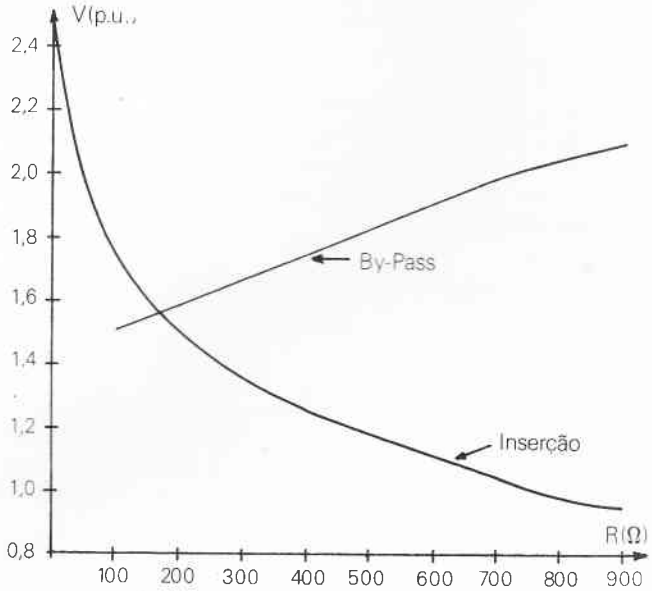
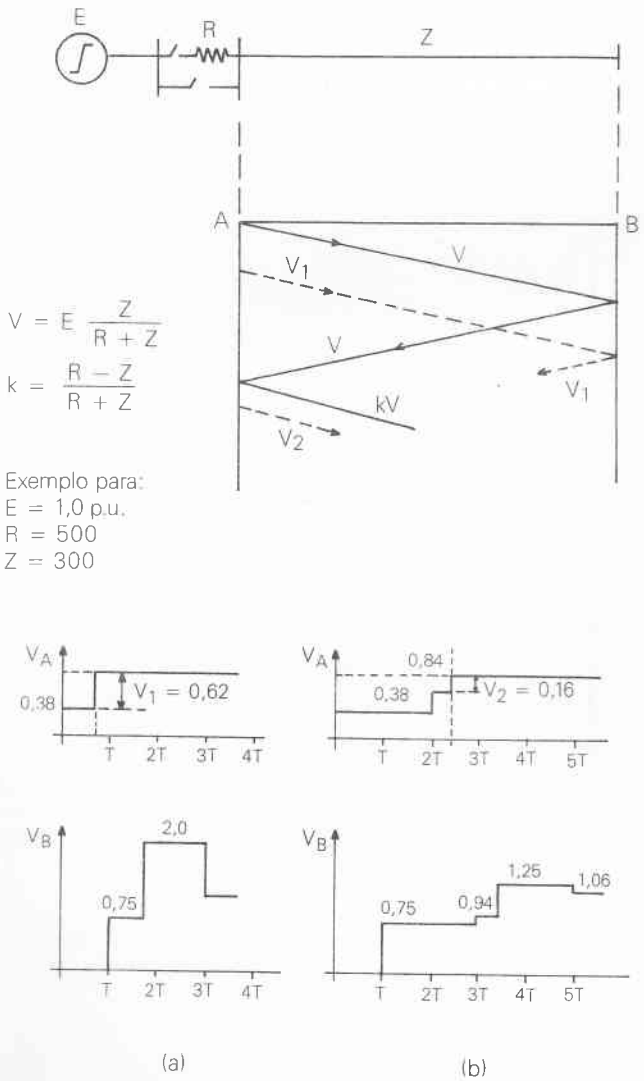


Figura 7.2 - Tensões Resultantes da Inserção e do By-pass do Resistor Durante Manobras de Energização

Os tempos de inserção normalmente utilizados se encontram na faixa de 6 a 15 milissegundos, sendo que a condição a ser obedecida é que o resistor não deve ser curto-circuitado antes que a primeira reflexão na extremidade aberta da linha retorne ao terminal da fonte, isto é, de modo a ser efetivo, o tempo de permanência deve ser maior que duas vezes o tempo de trânsito da linha. Este fato é melhor observado no exemplo mostrado na Figura 7.3.

Sendo T o tempo de trânsito da linha, verifica-se, no caso da Figura 7.3.a, que se o resistor for curto-circuitado em um tempo inferior a 2T, a tensão através do resistor será V_1. Esta tensão trafegará até a extremidade aberta da linha onde seu valor será duplicado, elevando a tensão neste ponto a um nível igual àquele que ocorreria caso a linha tivesse sido energizada sem resistor de pré-inserção. Entretanto, se o resistor for curto-circuitado em um tempo superior a 2T, a tensão através do mesmo será V_2, sendo $V_2 < V_1$ conforme se verifica na figura 7.3.b. Neste caso, a tensão na extremidade aberta da linha atingirá um valor inferior ao da situação anterior.



(a) Resistor curto-circuitado em t < 2T
(b) Resistor curto-circuitado em t > 2T

Figura 7.3 - Energização de uma Linha Usando Resistor de Pré-Inserção

A Figura 7.4, adiante, apresenta a variação da sobretensão resultante de uma manobra de energização em função do tempo de inserção do resistor, onde se verifica que a partir de um certo valor, no caso 8 ms, o valor da sobretensão se torna insensível ao aumento do tempo de permanência.

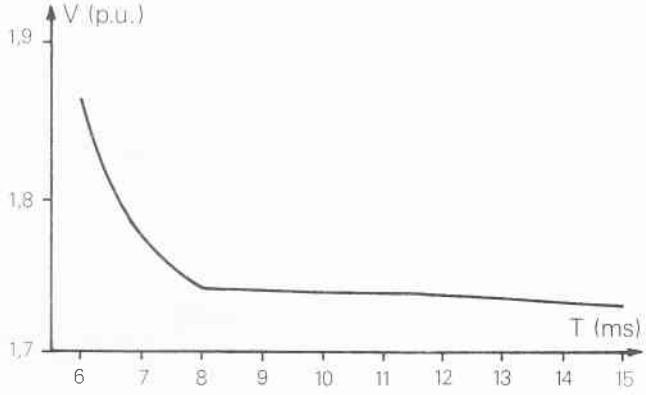


Figura 7.4 - Tensões Resultantes de Energizações em Função do Tempo de Inserção do Resistor

Um outro fator que deve ser levado em conta no dimensionamento do resistor é a quantidade de energia por ele dissipada. Com o aumento no valor do resistor, a corrente que flui através dele diminui, levando-o a absorver menor energia, conforme é mostrado na Figura 7.5. Por essa razão, deve-se selecionar um resistor igual ou maior que aquele correspondente ao valor ótimo que atenda às condições pré-determinadas de máxima sobretensão permitida.

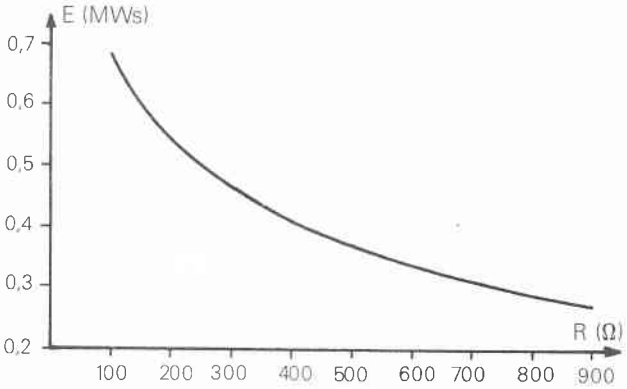


Figura 7.5 - Energia Consumida pelo Resistor Durante Manobras de Energização

A Figura 7.6 apresenta um exemplo de tensões resultantes de energizações em função do valor do resistor de pré-inserção utilizado.

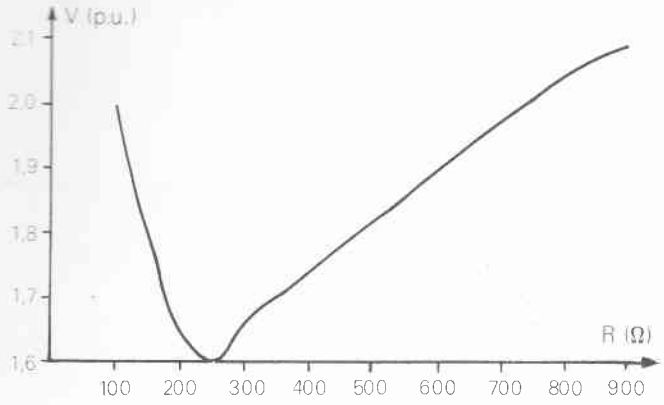
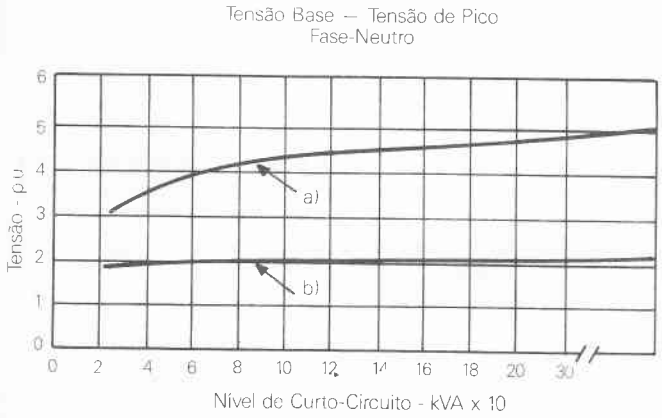


Figura 7.6 - Tensões Resultantes de Energizações em Função do Valor do Resistor

O sistema se comporta de maneira análoga quando da ocorrência de um religamento cujas sobretensões resultantes tendem a ser mais elevadas do que no caso da energização, devido à presença da carga armazenada na linha de transmissão. Com a utilização de resistores de pré-inserção, estas sobretensões são bastante atenuadas, conforme é visto na Figura 7.7.



a) sem resistor
b) resistor = 400 Ω

Figura 7.7 - Efeito do Resistor de Fechamento nas Sobretensões Devido a Religamento [1]

A Figura 7.8 mostra uma comparação entre as sobretensões decorrentes de manobras de energização e religamento para diferentes valores de resistor de pré-inserção.

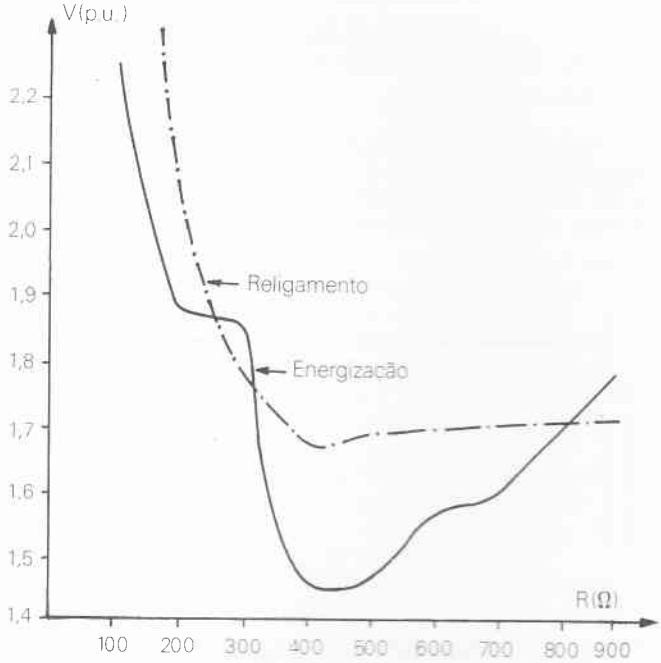


Figura 7.8 - Comparação entre Energização e Religamento

As sobretensões transitórias causadas pela abertura de disjuntores podem também ser reduzidas pela inserção de resistores, em geral de valor superior àqueles usados no fechamento.

3 Pára-Raios

A utilização de pára-raios no controle das sobretensões permite que se possam reduzir os níveis de isolamento de diversos equipamentos em sistemas de transmissão.

De forma sucinta, os pára-raios são formados por blocos de resistores não-lineares, podendo ter ou não "gap's" em série, que disparam assim que o nível de tensão nos seus terminais excede a um determinado valor.

De modo ideal os pára-raios deveriam se comportar do seguinte modo:

a. Começar a conduzir somente a partir de uma tensão acima da sua tensão nominal.

b. Manter esta tensão, com pequenas variações, durante todo o tempo que permanecer o surto de tensão.

c. Cessar a condução a uma tensão muito próxima àquela que começou a conduzir.

Desta maneira, tais pára-raios conduziriam somente a corrente requerida à redução da sobretensão ao nível de proteção dos pára-raios.

Assim, o funcionamento ótimo dos pára-raios seria aquele em que a tensão a que eles ficam submetidos fosse independente da corrente através dos mesmos, de acordo com o mostrado na Figura 7.9.

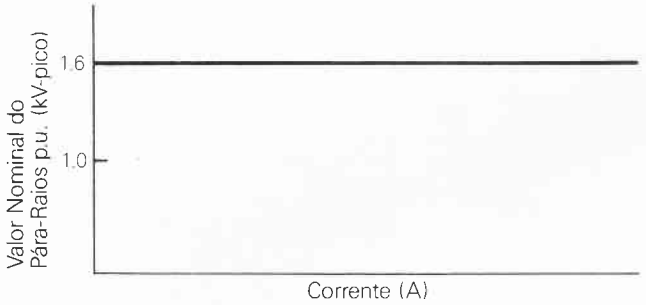
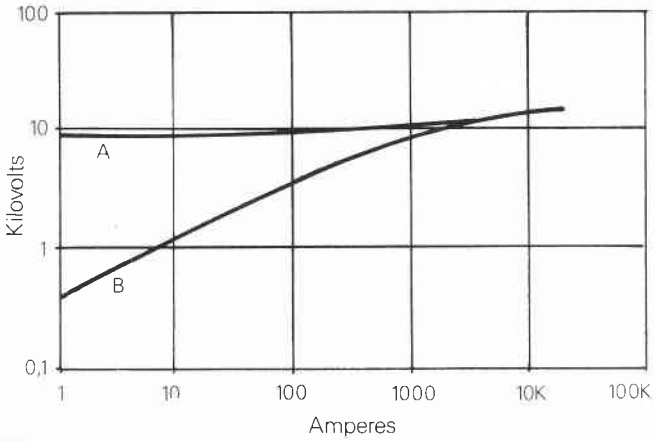


Figura 7.9 - Característica V x I para um Pára-Raios Ideal

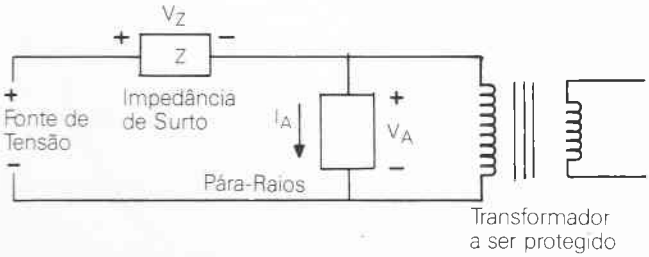
No entanto, tal fato não ocorre, uma vez que as características V x I não são perfeitas, mesmo para os pára-raios de óxido de zinco (que mais se aproximam do ideal), conforme é mostrado na Figura 7.10.



A Pára-Raios de ZnO
B Pára-Raios de SiC

Figura 7.10 - Características V x I [4]

A tensão nos terminais de um pára-raios depende basicamente de dois fatores, quais sejam, a magnitude e a forma de onda da corrente através do pára-raios. A magnitude da corrente é fortemente influenciada pela impedância do circuito (Z) entre o pára-raios e a fonte do surto (V_S), conforme é mostrado na Figura 7.11.



V_S — surto de tensão
V_Z — queda de tensão na impedância de surto
V_A — nível de proteção
Z — impedância de surto
I_A — corrente no pára-raios

$$V_S = V_Z + V_A$$

$$V_S = I_A Z + V_A$$

$$I_A = \frac{V_S - V_A}{Z}$$

Figura 7.11 - Importância da Impedância do Sistema na Corrente do Pára-Raios

Quando o circuito em que o pára-raios está operando tem uma baixa impedância (linhas múltiplas, bancos de capacitores), a corrente inicial no pára-raios poderá ser bastante elevada havendo a possibilidade de danificá-lo, ou, no caso de ter "gap's" série, causar a erosão dos eletrodos modificando sua tensão de disparo.

Os pára-raios são usados na proteção do sistema contra qualquer tipo de sobretensão. No caso de surtos atmosféricos, a corrente que os pára-raios terão que dissipar é limitada pela blindagem fornecida pelos cabos pára-raios, uma vez que não permitem que valores elevados de corrente atinjam os condutores fases de uma linha de transmissão.

Para surtos de manobra pode-se observar sua eficácia através dos exemplos mostrados nas Figuras 7.12 e 7.13, onde se alocou um pára-raios de óxido de zinco na extremidade aberta de uma linha de transmissão a ser

energizada. Na Figura 7.12 verifica-se que há uma redução do perfil de sobretensão ao longo da linha, enquanto que na Figura 7.13 esta redução é observada em função da variação dos resistores de pré-inserção.

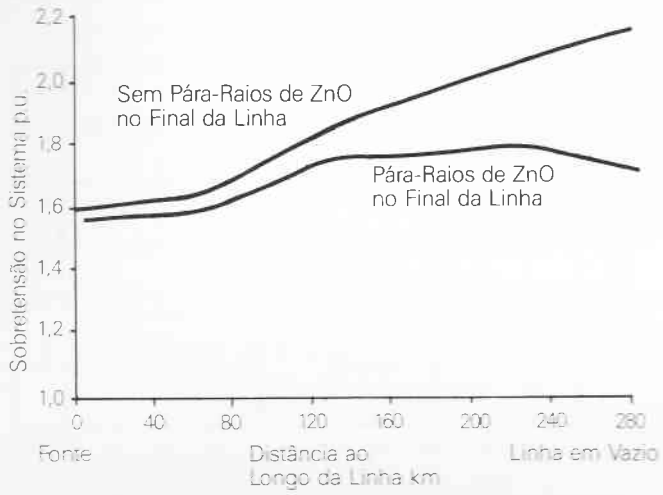


Figura 7.12 - Efeito de um Pára-Raios no Controle de Sobretensões de Manobra

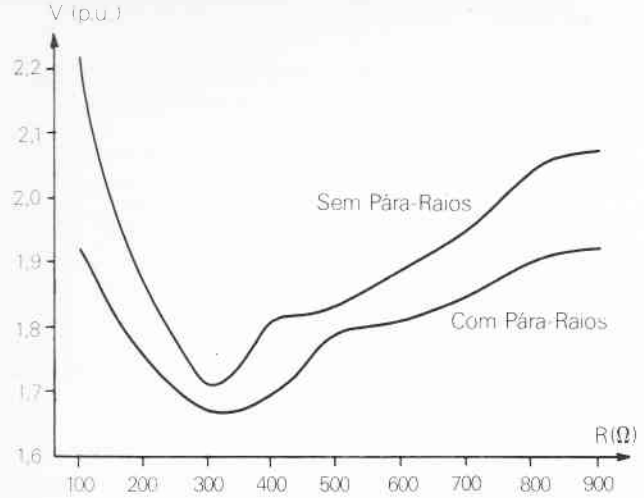


Figura 7.13 - Efeito do Pára-Raios em Função do Resistor de Pré-Inserção

Quando da ocorrência de sobretensões temporárias, os pára-raios são capazes de proteger os equipamentos somente por um período curto de tempo, pois, caso fiquem submetidos a altos níveis de tensão indefinidamente, sua capacidade de absorver energia será ultrapassada, causando danos permanentes aos mesmos.

4 Instante de Fechamento do Disjuntor

Um outro método para reduzir as sobretensões de manobra é controlar o instante de fechamento do disjuntor através da utilização de uma chave síncrona.

Isto se deve ao fato de que os surtos originados de manobras de energização são dependentes das tensões através dos contatos do disjuntor no instante do seu fechamento, e são consideravelmente reduzidos se estas tensões estão próximas de zero.

No caso da energização, isto ocorre quando a tensão da fonte passa pelo seu zero natural e para o religamento, condição em que em regra geral existe uma carga armazenada na linha, o zero de tensão entre os contatos do disjuntor ocorre quando a diferença entre a tensão da fonte e a tensão residual na linha for instantaneamente igual a zero.

Considerando um sistema trifásico, existem, para satisfazer esta condição, duas possibilidades para o fechamento do disjuntor:

a. Fechar as três fases simultaneamente quando a tensão de apenas uma das fases for zero.

b. Fechar as três fases consecutivamente quando a tensão em cada uma delas for zero.

Verifica-se que a opção "b" é a que resulta nas menores sobretensões. Para este caso a Figura 7.14 mostra a variação da sobretensão em função do ângulo de fechamento.

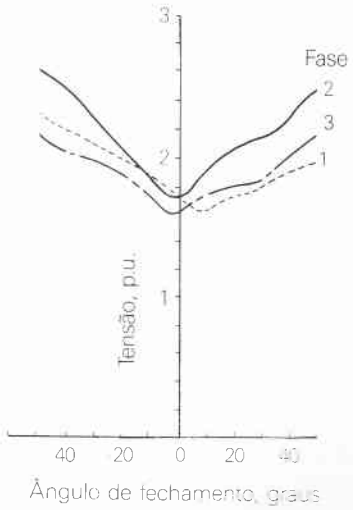


Figura 7.14 - Efeito do Ângulo de Fechamento do Disjuntor na Tensão no Lado Receptor; Fonte de Tensão em Barra Infinita [2]

Existe, entretanto, um limite prático abaixo do qual não é econômico melhorar o disjuntor no sentido de reduzir as sobretensões de manobra. Este limite é determinado pelas sobretensões que podem ocorrer no sistema devido a um curto-circuito, sobretensão esta que não se tem controle do instante ou do lugar onde ela possa ocorrer. Como o sistema deve ser capaz de suportar estas sobretensões causadas pelas faltas, não é conveniente reduzir as sobretensões de manobra devido a operações de disjuntores abaixo daqueles valores.

5 Modificação no Sistema

As sobretensões de manobra podem, às vezes, ser reduzidas por mudanças no sistema de transmissão. Um dos métodos mais simples é seccionar uma linha de transmissão longa instalando disjuntores intermediários. A sobretensão produzida durante o chaveamento de uma linha curta é menor do que em uma linha longa.

Uma outra modificação pode ser a instalação de um circuito ressonante mostrado na Figura 7.15.

A indutância (L) e a capacitância (C) são sintonizadas à freqüência operativa fazendo com que o resistor não seja solicitado em condições normais de serviço. No entanto, devido à ocorrência de uma falta, o resistor irá amortecer as oscilações transitórias decorrentes deste evento, assim como no caso de uma energização da linha.

Esta solução, entretanto, envolve a utilização de grandes capacitores e indutores e quando de energizações sua eficácia é inferior à do uso de resistores de pré-inserção.

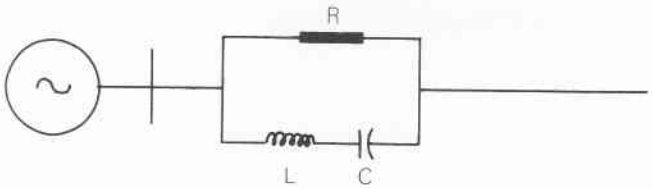


Figura 7.15 - Circuito Ressonante

Uma terceira modificação no sistema vem a ser a instalação de compensação em derivação (shunt) que reduz o efeito Ferranti e diminui as sobretensões de manobra. Esta influência pode ser melhor visualizada através das figuras 7.16 e 7.17, onde se comprova a eficácia desta medida na redução das sobretensões. Para a Figura 7.16, o sistema não considera a presença de resistor de fechamento, enquanto que, para a Figura 7.17, a redução das tensões é observada em função da variação do resistor de pré-inserção, sendo que em ambos os casos a compensação é feita através de reatores lineares.

Eventualmente esta compensação pode utilizar também reatores não-lineares. Quando da abertura de uma linha de transmissão compensada com reatores em derivação, pode-se inserir um resistor no circuito do reator de modo a amortecer as oscilações produzidas pela capacitância da linha aberta e a indutância dos reatores.

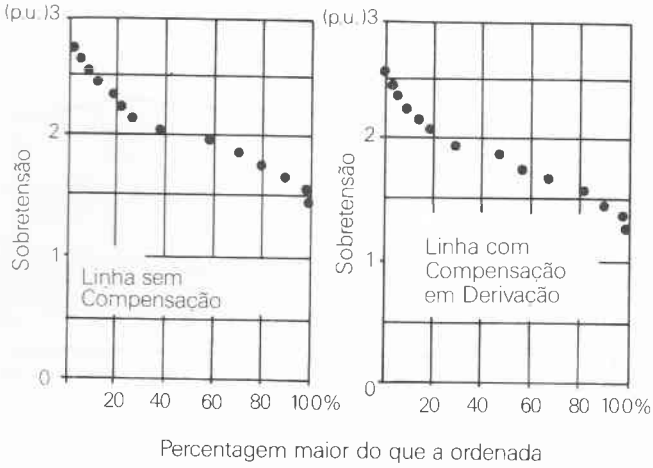


Figura 7.16 - Distribuição da Sobretensão no Lado Receptor sem Resistor de Fechamento [3]

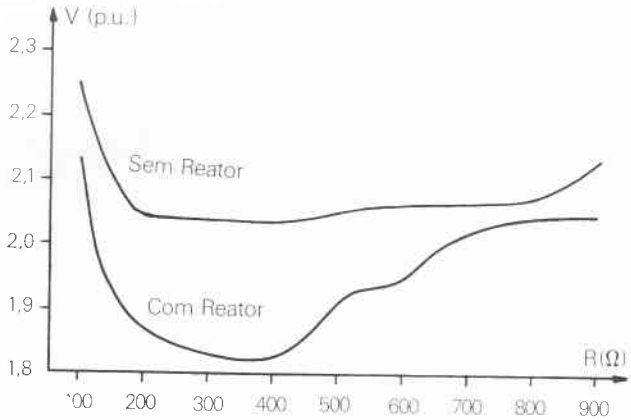
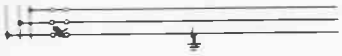
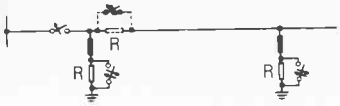
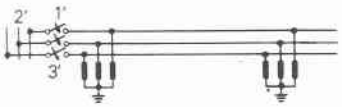
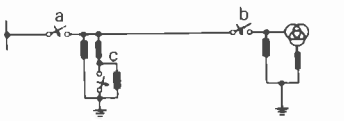


Figura 7.17 - Efeito do Reator em Função do Resistor de Pré-Inserção

Aliado a estas modificações no sistema, podem-se reduzir as sobretensões de manobra impondo certas restrições ao chaveamento dos disjuntores, não permitindo que eles operem a menos que determinadas condições do sistema sejam satisfeitas ou reduzir a resistência de pé de torre no caso de sobretensões atmosféricas.

A seguir, na Tabela 7.1, é mostrado um resumo dos principais métodos utilizados na redução e controle das sobretensões.

TABELA 7.1 - Resumo dos Principais Métodos Utilizados na Redução e Controle das Sobretensões [5]

Meios de Reduzir Sobretensões de Manobra	Diagrama Básico
1. Reatores em derivação (alta tensão) conectados na linha para reduzir sobretensões à freqüência industrial	
2. Redução das sobretensões de manobra por meio da eliminação ou redução da carga residual	
2.1 Após a interrupção, curto-circuitar a linha	
2.2 Descargas da linha por transformadores magnéticos	
2.3 Desconexão da linha pelo lado de baixa tensão	
2.4 Utilização de resistores de abertura	
2.5 Abertura monopolar	
2.6 Amortecimento das oscilações de tensão da linha equipada com reatores de alta tensão após sua abertura	
3 Redução das sobretensões de manobra por amortecimento das oscilações transitórias	
3.1 Fechamento de resistor de inserção de primeiro estágio (simples)	
3.2 Fechamento de resistor de inserção de múltiplos estágios	
3.3 Utilização de reatores em derivação	
3.4 Seccionamento da linha	
3.5 Circuito ressonante conectado na linha	
4 Redução das sobretenções de manobra por controle do instante de chaveamento	
4.1 Fechamento sincronizado	
4.2 Religamento a tensão mínima	
4.3 Fechamento simultâneo em ambos os terminais da linha	
5. Redução das sobretensões de manobra e atmosféricas por limitação da tensão utilizando pára-raios	

Pode-se afirmar que quanto maiores as tensões nominais dos sistemas de transmissão maior será a necessidade de se procurar um compromisso econômico entre os níveis de isolamento e as sobretensões da manobra.

Em particular, os seguintes problemas devem ser investigados:

- Determinação numérica das sobretensões transitórias, de forma a permitir uma suficiente variação dos parâmetros relevantes.
- Levantamento de distribuições estatísticas de sobretensões e posterior confrontação destas distribuições com as distribuições estatísticas de suportabilidade dos isolamentos, estabelecendo-se portanto um compromisso entre o isolamento e as sobretensões admissíveis.
- Contínua investigação dos meios técnicos e econômicos para limitação das sobretensões de manobra.

6 Bibliografia

[1] Transmission Line Reference Book — 345 kV and Above/Second Edition — EPRI.

[2] J.P. Bickford, N. Mullineux, J. R. Reed — "Computation of Power System Transients".

[3] A. Clerici, G. Ruckstuhl, A. Vian — "Influence of Shunt Reactors on Switching Surges" — IEEE Transactions (PAS), Vol. PAS-80. Nº 8, November/December 1970.

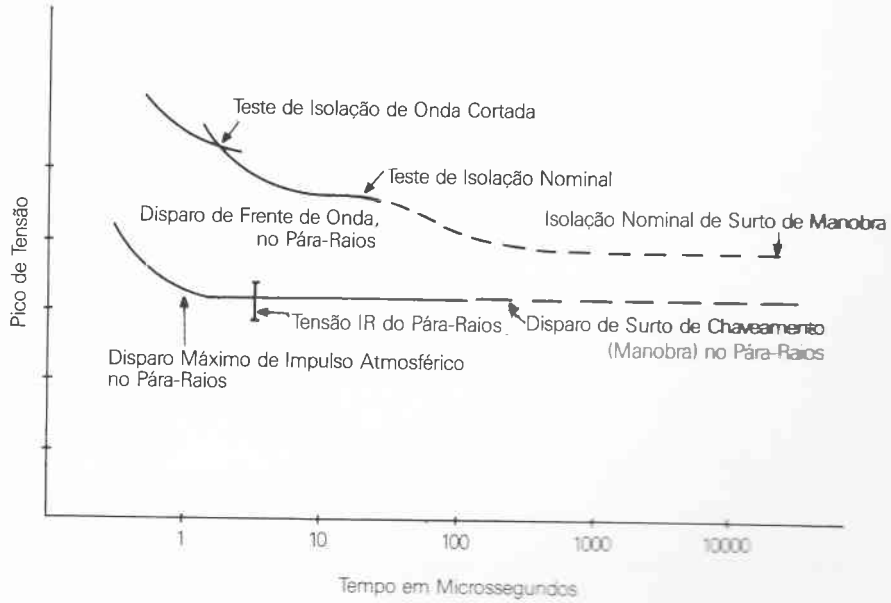
[4] E. C. Sakshaug, J. S. Kresge, S. A. Miske, Jr. - "A New Concept in Station Arrester Design" — IEEE Transactions (PAS), Vol PAS-96, 1977.

[5] Brown Boveri Review — December 1970 — Vol. 57.

Capítulo 8

Coordenação de Isolamento de Subestações - Princípios Básicos

Roberto Vaisman
Claudio dos Santos Fonseca



1 Introdução

Este capítulo tem por finalidade apresentar os procedimentos usados na escolha dos níveis de isolamento dos equipamentos elétricos fornecendo desta forma subsídios ao planejamento adequado do sistema.

Dois fatores são os responsáveis pela determinação das características dos isolamentos dos equipamentos: as solicitações elétricas a que estes equipamentos estarão submetidos e o compromisso entre a técnica, avaliada pelo seu desempenho, e a economia, medida pelo seu custo.

De forma a racionalizar os projetos de engenharia, são elaboradas normas de procedimento e aplicacão visando padronizar cada equipamento de modo a atender as necessidades dos usuários e capacidade dos fabricantes. Evita-se desta maneira projetos especiais para cada equipamento, isoladamente do contexto em que ele será empregado, o que acarretaria em custos mais elevados.

Inicialmente serão vistos os princípios básicos comuns a qualquer tipo de subestação. Posteriormente analisar-se-ão mais detalhadamente as subestações isoladas a ar e a SF_6.

2 Conceitos Básicos

2.1 Coordenação de Isolamento

É um conjunto de procedimentos utilizados na seleção de equipamentos elétricos, tendo-se em vista as tensões que podem se manifestar no sistema e levando-se em conta as características dos dispositivos de proteção, de modo a reduzir a um nível econômico e operacionalmente aceitável a probabilidade de danos ao equipamento e/ou interrupções do fornecimento de energia, causadas por aquelas tensões.

2.2 Solicitações Elétricas

São tensões caracterizadas por uma magnitude, uma duração e uma probabilidade de ocorrência. Os seguintes tipos de solicitações dielétricas podem ser verificados durante a operação de um equipamento:

a. Tensões à freqüência industrial, sob condições normais de operação, isto é, que não excedem a tensão máxima do equipamento.

b. Sobretensões temporárias

c. Sobretensões de manobra

d. Sobretensões atmosféricas

Para uma dada solicitação dielétrica, o comportamento da isolação interna pode ser influenciado pelo seu grau de envelhecimento, e o da isolação externa, pelo seu grau de contaminação atmosférica.

Com relação às sobretensões, estas já foram analisadas nos capítulos anteriores não sendo pois objeto de maiores explicações neste capítulo.

2.3 Dispositivos de Proteção

São dispositivos utilizados para controlar a magnitude das sobretensões podendo ser de vários tipos, entre eles, pára-raios de resistor não-linear e centelhadores. A escolha do dispositivo apropriado depende de vários fatores, por exemplo, a importância do equipamento a ser protegido, as conseqüências de uma interrupção na operação sendo a sua tensão de descarga influenciada pela inclinação do surto de tensão incidente.

2.4 Suportabilidade

É a propriedade de uma isolação de se opor a descargas disruptivas.

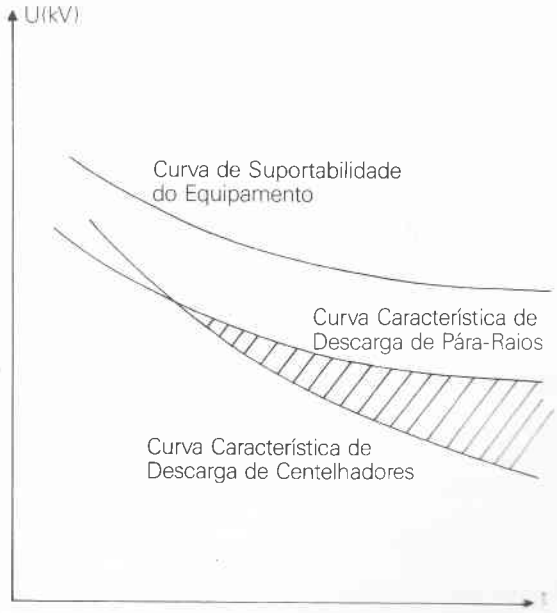


Figura 8.1 - Dispositivos de Proteção x Suportabilidade dos Equipamentos

A Figura 8.1 apresenta, qualitativamente, uma comparação entre a proteção oferecida pelos dispositivos de proteção e a suportabilidade dos equipamentos.

Adiante neste capítulo é apresentado um estudo mais aprofundado da suportabilidade dependendo do tipo de isolação analisada.

2.5 Tensão Suportável Nominal à Freqüência Industrial de Curta Duração

Valor eficaz especificado da tensão à freqüência industrial que um equipamento deve suportar em condições de ensaio especificadas e durante um período de tempo geralmente não superior a 1 minuto.

2.6 Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra (Atmosférico)

Valor de crista especificado de uma tensão de impulso de manobra (atmosférico) para o qual não deve ocorrer descarga disruptiva em uma isolação submetida a um número determinado de aplicações, em condições especificadas. Este conceito é aplicável somente à isolação não auto-recuperante e é normalmente denominada de tensão suportável convencional.

No caso de isolação auto-recuperante, admite-se que esta tensão possa causar descargas disruptivas desde que a probabilidade de ocorrência seja inferior a 10%. Nesta situação esta tensão é denominada de Tensão Suportável Estatística (U_{90}).

A tensão suportável a impulso de manobra (atmosférico) é genericamente denominada nível de isolamento a impulso de manobra (ou atmosférico). Por exemplo: quando se fala de nível de isolamento a impulso de manobra (ou atmosférico) de uma isolação não auto-recuperante, refere-se à tensão suportável a impulso de manobra (ou atmosférico) convencional e o nível de isolamento a impulso de manobra (ou atmosférico) de uma isolação auto-recuperante refere-se à tensão suportável a impulso de manobra (ou atmosférico) estatística. Para simplicidade de expressão serão adotadas as seguintes nomenclaturas:

BSL = tensão suportável a impulso de manobra (estatística ou convencional) ou nível de isolamento a impulso de manobra.

BSL = "basic switching level"

BIL = tensão suportável a impulso atmosférico (estatística ou convencional) ou nível de isolamento a impulso atmosférico.

BIL = "basic impulse level"

2.7 Tensão Crítica de Descarga (U_{50} ou CFO)

Valor de crista especificado de uma tensão de ensaio para o qual a isolação (auto-recuperante) tem 50% de probabilidade de suportar impulsos ou de haver descargas (U_{50}).

Para avaliações do risco de falha de uma isolação, é conveniente expressar as curvas de probabilidade de descarga em termos da tensão crítica (U_{50}) e de seu desvio padrão (σ). Supondo ser uma distribuição normal, temos a seguinte relação:

$$U_{90} = U_{50}\,(1 - 1{,}3\,\sigma),$$

onde σ, dado em porcentagem de U_{50}, depende da forma de onda, polaridade, natureza do dielétrico etc. Assume-se σ = 3% para impulsos atmosféricos e σ = 6% para impulsos de manobra, a menos de recomendação específica da norma do equipamento considerado. Na Figura 8.2, apresenta-se uma curva de probabilidade de descarga disruptiva da isolação onde são mostrados estes valores.

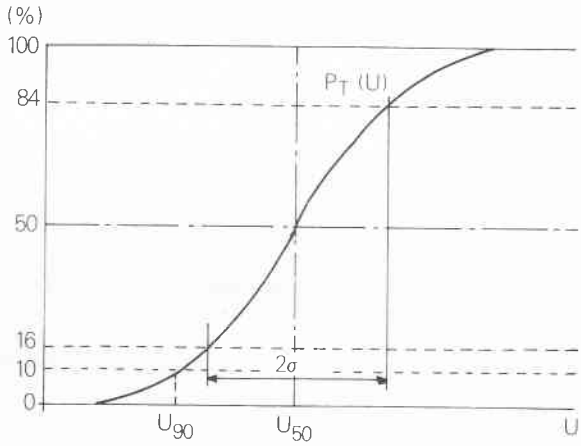


Figura 8.2 - Curva de Probabilidade de Descarga da Isolação

2.8 Nível de Comportamento

É uma medida indicativa das conseqüências econômicas e operacionais de falhas de isolamento. No caso de linhas de transmissão, por exemplo, este índice é dado em função do número de desligamentos por 100 km por ano.

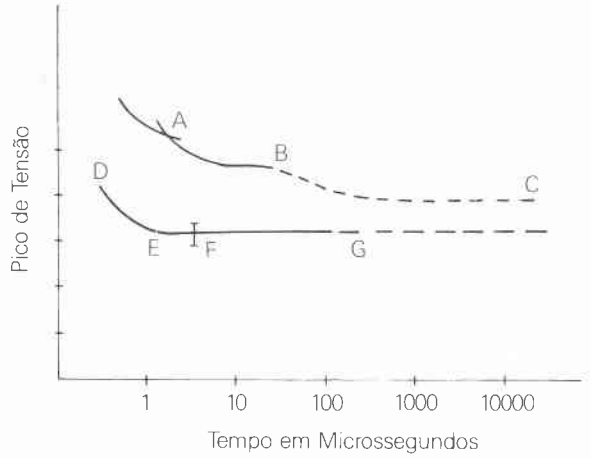
Assim, o objetivo da coordenação de isolamento é de proporcionar a combinação entre os fatores acima de modo que possa ser tomada uma decisão de engenharia, baseada na economia e na confiabilidade da operação, considerando a capacidade do equipamento planejado.

Esta meta pode ser alcançada por vários caminhos. O primeiro deles seria através da consideração das condições extremas previstas para o sistema, ou seja, antecipando a máxima solicitação que possa vir a ocorrer e especificando, baseado nesta condição, um valor para suportabilidade da isolação mais elevada, de modo que o equipamento venha a operar com alta confiabilidade.

A segunda alternativa seria admitir uma maior confiança nos dispositivos de proteção. Desta forma eles manteriam o nível das sobretensões abaixo de um determinado valor, possibilitando uma opção mais econômica de planejamento ao permitir uma redução dos custos, pela redução dos níveis de isolamento requeridos pelos equipamentos.

Uma terceira possibilidade seria considerar a combinação dos itens acima mencionados, numa avaliação estatística dos requisitos necessários à coordenação de isolamento.

Em regra geral, as informações correspondentes à coordenação de isolamento são traçadas em um diagrama como o mostrado na Figura 8.3. Neste gráfico tensão x tempo é representada tanto a curva de proteção do pára-raios, bem como a suportabilidade da isolação.



A Teste de Isolação de Onda Cortada
B Teste de Isolação Nominal
C Isolação Nominal de Surto de Manobra
D Disparo da Frente de Onda, no Pára-Raios
E Disparo Máximo de Impulso Atmosférico no Pára-Raios
F Tensão IR no Pára-Raios
G Disparo de Surto de Chaveamento (Manobra) no Pára-Raios

Figura 8.3 - Coordenação de Isolamento Convencional para Transformadores

3 Classificação da Isolação

a. Isolação Externa

Distâncias em ar e superfície da isolação sólida de um equipamento em contato com o ar atmosférico, sujeitas às solicitações dielétricas e aos agentes externos, tais como umidade, poluição, insetos, podendo estar submetidas às intempéries.

b. Isolação Interna

Partes internas da isolação sólida, líquida ou gasosa de um equipamento, protegidas contra os efeitos das condições atmosféricas e de agentes externos (por exemplo, isolação a óleo).

c. Isolação Externa para Interior

Isolação externa abrigada e portanto não exposta às intempéries.

d. Isolação Externa para Exterior

Isolação externa ao tempo e portanto exposta às intempéries.

e. Isolação Auto-Recuperante

Isolação que recupera integralmente suas propriedades isolantes após uma descarga disruptiva provocada pela aplicação de uma tensão de ensaio. As isolações desta espécie são, em regra geral, isolações externas, como é o caso da distância dos condutores ao solo.

f. Isolação Não Auto-Recuperante

Isolação que perde, ou não recupera integralmente as suas propriedades isolantes, após uma descarga disruptiva provocada pela aplicação de uma tensão de ensaio. As isolações desta espécie são, em regra geral, isolações internas, como é o caso do papel impregnado a óleo de transformadores.

4 Ensaios Dielétricos

A finalidade dos ensaios é verificar se um equipamento está em conformidade com as tensões suportáveis nominais que determinam o seu nível de isolamento.

A escolha dos ensaios varia com a faixa de tensão do equipamento sendo que para cada tipo de ensaio e cada tipo de equipamento estudado a sua norma especificará os métodos e os critérios que permitem afirmar ter ocorrido falhas na isolação durante os ensaios.

Os seguintes tipos de ensaios dielétricos são considerados:

a. Ensaios à freqüência industrial de longa duração

b. Ensaios à freqüência industrial de curta duração

c. Ensaios de impulso de manobra

d. Ensaios de impulso atmosférico

4.1 Ensaios à Freqüência Industrial de Longa Duração

Estes ensaios são geralmente requeridos quando se deseja demonstrar a adequação do equipamento com relação ao envelhecimento da isolação interna e a contaminação da isolação externa, objetivando verificar o desempenho sob tensões operativas à freqüencia industrial e sobretensões temporárias. Isto é motivado pelo fato de que para estes tipos de solicitações uma descarga será causada pela deterioração progressiva da isolação ou por excepcionais reduções das propriedades isolantes devido a condições ambientais severas.

A norma brasileira de coordenação de isolamento deixa a critério das comissões de cada equipamento o encargo de especificar estes ensaios, fornecendo somente uma orientação genérica. Entretanto, no que se refere à tensão sob condições normais de operação, a isolação deve suportar permanentemente a tensão máxima do equipamento.

4.2 Ensaios à Freqüência Industrial de Curta Duração

Estes ensaios são ensaios de tensões suportáveis, sendo mais utilizados para equipamentos cujas tensões máximas são inferiores a 300 kV. Nestes casos, sua finalidade é verificar o desempenho da isolação quanto à tensão à freqüência industrial, sobretensões temporárias e surtos de manobra.

Dentro desta faixa de tensão, estes ensaios, que têm duração de 1 minuto, dão geralmente uma adequada margem de segurança com relação a surtos de manobra e sobretensões temporárias máximas (que têm duração muito inferior a 1 minuto), bem como em relação à tensão normal de operação e às sobretensões temporárias moderadas (que podem ter duração mais longa, mas com menores amplitudes).

4.3 Ensaios de Impulso de Manobra e Atmosférico

Estes ensaios podem tanto ser ensaios de tensão suportável, com um número adequado de aplicações à isolação, como ensaios de tensão de descarga disruptiva, sendo que este último é válido somente para isolações auto-recuperantes.

O impulso atmosférico normalizado tem um tempo de frente de onda de 1,2 μs e o tempo até o meio valor de 50 μs, enquanto que no de manobra o tempo de frente é de 250 μs e o tempo até o meio valor de 2500 μs.

Os ensaios dão apenas estimativas, de exatidão variável, dos valores verdadeiros da suportabilidade dos equipamentos. Pode-se melhorar esta exatidão aumentando-se o número de impulsos aplicados nos ensaios. Porém, por razões de custo, isto é limitado, uma vez que a exatidão cresce mais vagarosamente que o número de ensaios e porque aumenta a possibilidade de haver efeitos destrutivos no equipamento. Por estas razões, recomenda-se três tipos de ensaios de impulso detalhados a seguir.

a. Ensaios de Descarga Disruptiva a 50%

Nestes ensaios, a capacidade de isolação em resistir a impulsos iguais a tensão suportável nominal de impulso é inferida através da determinação da sua tensão disruptiva a 50%.

Os equipamentos são ensaiados pela aplicação de impulsos normalizados de polaridades positiva e negativa, e nas condições a seco e sob chuva.

Um método que satisfaz este ensaio é o método de acréscimos e descréscimos com 30 impulsos.

b. Ensaios de Suportabilidade de 15 Impulsos

Este ensaio é feito na tensão suportável nominal com 15 impulsos de forma de onda normalizada. Se o número de descargas disruptivas na isolação auto-recuperante não exceder 2 e se não ocorrer nenhuma descarga disruptiva na isolação não auto-recuperante, a isolação do equipamento é considerada aprovada no ensaio.

O grau de confiança neste ensaio é inferior ao obtido pelo ensaio anterior.

c. Ensaios de Suportabilidade Convencional de Impulso

Este ensaio limita o número de impulsos de modo a evitar possíveis danos a isolação não auto-recuperante. Ele é considerado adequado para equipamentos nos quais esta característica predomina.

Os ensaios são feitos à tensão suportável nominal de impulso em questão, pela aplicação de três impulsos para cada polaridade requerida. Os ensaios são satisfeitos se não for constatada nenhuma indicação de falta.

Existe ainda um outro método de ensaio que consiste na aplicação de uma série de 5 impulsos. Se não houver descarga, o equipamento é aprovado; se ocorrerem duas

descargas o equipamento é rejeitado e se apenas uma descarga ocorrer são aplicados mais dez impulsos sendo o equipamento rejeitado se ocorrer qualquer descarga.

As curvas apresentadas na figura 8.4 representam a probabilidade de uma isolação passar nos diversos ensaios. De forma a compreender a determinação desta curvas considere-se o seguinte exemplo:

Seja:

p - probabilidade de descarga na isolação = 10%
q - probabilidade da isolação suportar = 90%

Para o ensaio 15/2 tem-se que a probabilidade da isolação passar no ensaio é a soma das seguintes probabilidades:

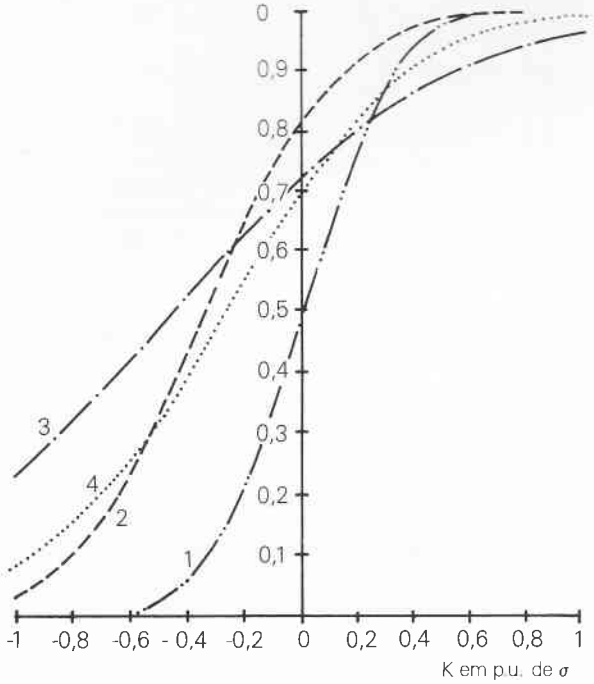
a. Probabilidade de 0 descargas em 15 impulsos

b. Probabilidade de 1 descarga em 15 impulsos

c. Probabilidade de 2 descargas em 15 impulsos

Assim:

$$P = C_{15}^{0} q^{15} + C_{15}^{1} pq^{14} + C_{15}^{2} p^{2} q^{13} = 0{,}82$$



1 ensaio de acréscimos e decréscimos de 30 impulsos
2 ensaio 15/2
3 ensaio 3/0
4 ensaio 5/0
ensaio 5/1 + 10/0

Figura 8.4 - Probabilidade do Equipamento Resistir aos Diversos Tipos De Ensaios

5 Suportabilidade da Isolação

5.1 Isolação não Auto-Recuperante

A isolação não auto-recuperante é normalmente uma parte interna dos equipamentos de um sistema de potência e consiste de uma combinação de diferentes tipos de materiais sólidos, líquidos ou gasosos. Sua finalidade é prover a separação entre diferentes elementos condutores sem que haja falhas quando submetida a condições operativas.

A suportabilidade desta isolação é a maior tensão que ela pode suportar sem haver uma descarga disruptiva através da mesma. Entretanto, a determinação deste valor não é possível, uma vez que esta isolação não recupera suas propriedades após uma descarga. Deste modo, pode-se afirmar que sua suportabilidade é no mínimo igual à sua tensão suportável nominal.

A magnitude e a forma de onda das tensões a que a isolação estará submetida dependem das características da tensão aplicada. Se esta tensão for à freqüência industrial, porém contiver componentes harmônicos, a distribuição interna da solicitação será diferente daquela onde a tensão aplicada não for distorcida. Da mesma forma, a distribuição da solicitação resultante da aplicação de surtos rápidos ou lentos diferem bastante. Esta variação da solicitação ao longo da isolação é determinada pela magnitude e pela distribuição das resistências, indutâncias e capacitâncias internas ao equipamento. Se, por exemplo, uma freqüência harmônica da tensão aplicada corresponder à freqüência natural de uma parte da isolação interna, este fato pode acarretar em uma ressonância podendo elevar a tensão acima dos níveis que aparecem sob condições normais de operação.

A suportabilidade da isolação tende a ser mais elevada para surtos rápidos do que para surtos mais lentos devido ao retardo inerente ao processo de disrupção, sendo a distribuição da solicitação resultante dos surtos rápidos mais dependente das capacitâncias internas.

A suportabilidade elétrica da isolação pode ser alterada devido a dois fatores. O primeiro, em razão dos ciclos térmicos e mecânico que mudam a composição física e química dos materiais isolantes, tendendo a reduzir a suportabilidade, que deve portanto ser projetada baseada em ensaios de envelhecimento acelerado. O segundo fator corresponde a uma excessiva tensão em um determinado ponto da isolação resultando em uma ionização sustentada, que pode levar a uma falha localizada e posterior dano total da isolação. Desta forma, a isolação deve ser projetada de modo a que a tensão de início de ionização em pontos críticos seja bem superior à máxima solicitação que pode ocorrer em regime normal de operação.

5.2 Isolação Auto-Recuperante

A isolação auto-recuperante é normalmente uma isolação externa usada para isolar estruturas energizadas que após uma descarga disruptiva recupera suas propriedades isolantes. Em geral consiste de superfícies de cerâmica ou plástico, material exposto ao ar, ou o próprio ar.

A suportabilidade associada a uma isolação é de natureza estatística, pelo fato do fenômeno relacionado com a física das descargas ser aleatório. Deste modo, a probabilidade de haver uma descarga para uma dada tensão com forma de onda e magnitude definidas pode ser determinada pela aplicação desta tensão "N" vezes e contar o número "n" que ocorreram descargas. O valor "n/N" fornecerá esta probabilidade que será mais acurada na medida que se aumentar o valor de "N". Este fato é melhor visualizado pela Figura 8.5.

Para impulsos com uma determinada forma de onda e diferentes picos U, pode ser associada uma probabilidade de descarga P para cada valor de U, estabelecendo a relação P(U) para uma dada isolação.

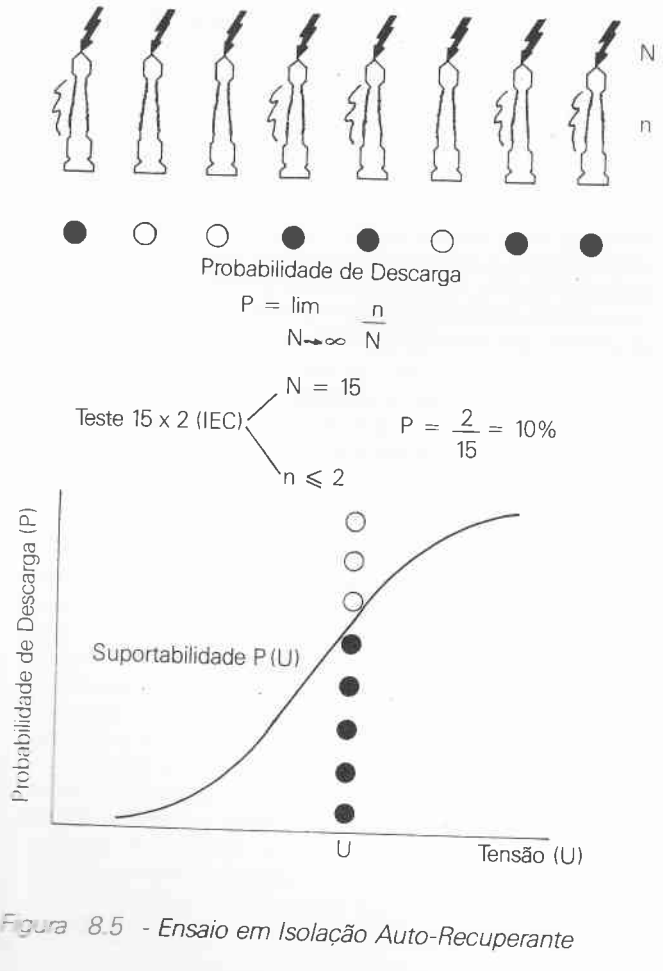
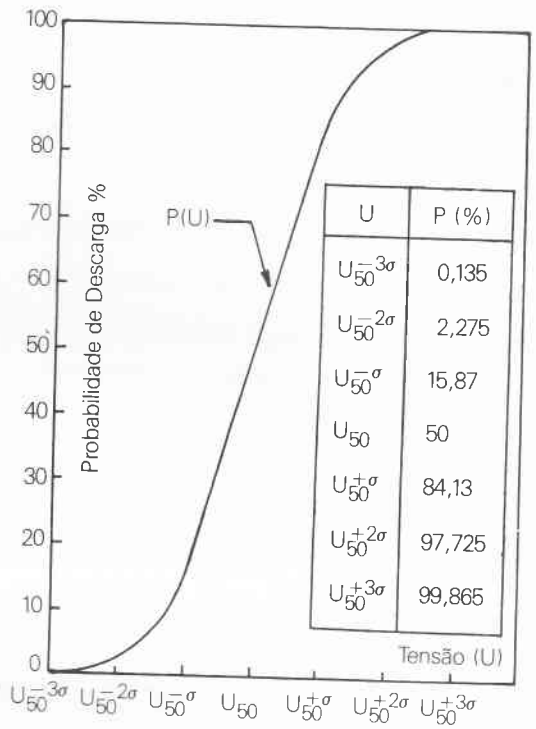


Figura 8.5 - Ensaio em Isolação Auto-Recuperante

Este comportamento aleatório da isolação somente permite definir uma suportabilidade em termos estatísticos. Os parâmetros que a caracterizam são a tensão crítica de descarga, que corresponde à probabilidade de 50% e um desvio padrão, definindo uma posição na curva P(U) ilustrada na Figura 8.6, onde considerou-se uma distribuição Gaussiana para representar a suportabilidade.



U	P (%)
$U_{50}^{-3\sigma}$	0,135
$U_{50}^{-2\sigma}$	2,275
$U_{50}^{-\sigma}$	15,87
U_{50}	50
$U_{50}^{+\sigma}$	84,13
$U_{50}^{+2\sigma}$	97,725
$U_{50}^{+3\sigma}$	99,865

Figura 8.6 - Probabilidade de Descarga da Isolação

A suportabilidade desta isolação varia com o tipo de solicitação a que ela está submetida. Para surtos de manobra, verificou-se, depois da análise de vários resultados de ensaios dielétricos em laboratórios, que a suportabilidade fase-terra da isolação em ar depende basicamente da distância entre os eletrodos e da forma geométrica dos mesmos. Chegou-se então à seguinte fórmula empírica válida para distâncias de 2 a 7 m:

$$U_{50} = k\ 500\ d^{0,6} \qquad (8.1)$$

Onde:

U_{50} - tensão crítica de descarga para impulsos de manobra de polaridade positiva, a seco, frente de onda de 120 μs, nas condições atmosféricas padronizadas (kV).

d - distância entre os eletrodos (m)

k - fator de gap.

Adota-se k = 1,3 para gaps tipo condutor-estrutura e k = 1,1 para gaps haste-estrutura.

Esta suportabilidade é também dependente do tempo de crista e da polaridade da onda de tensão aplicada. A Figura 8.7 mostra a relação entre a tensão crítica de descarga e o tempo de crista, para vários espaçamentos de um gap do tipo haste-plano no ar, considerando ondas de polaridade positiva e negativa. Verifica-se por esta figura que a isolação apresenta uma suportabilidade inferior para ondas positivas.

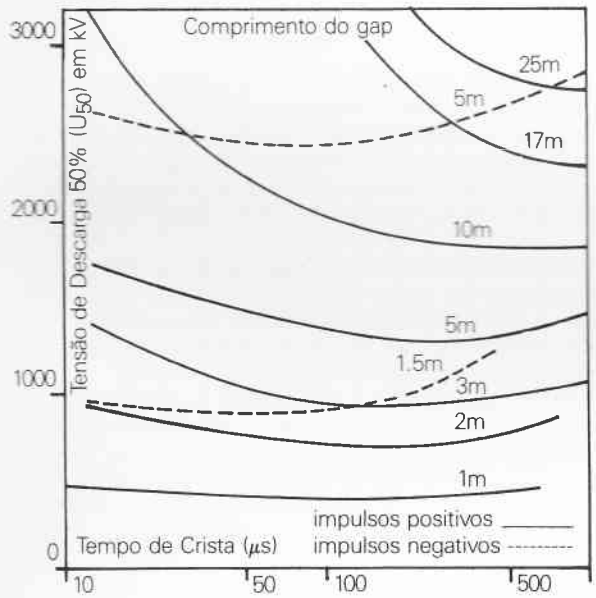


Figura 8.7 - Suportabilidade da Isolação em Ar para Impulsos de Manobra - "gap" Haste-Plano [3]

A Figura 8.8 é semelhante à Figura 8.7 porém destaca o fato que para cada distância existe um tempo de crista crítico que acarreta em menor suportabilidade da isolação. A fórmula empírica para a determinação da suportabilidade da isolação ensaiada com a frente de onda crítica, válida para distâncias de 1 a 15 m é a seguinte:

$$U_{50} = k \frac{3400}{1 + \frac{8}{d}} \qquad (8.2)$$

Onde:

U_{50} - tensão crítica de descarga (kV)

d - distância entre os eletrodos (m)

k - fator de gap

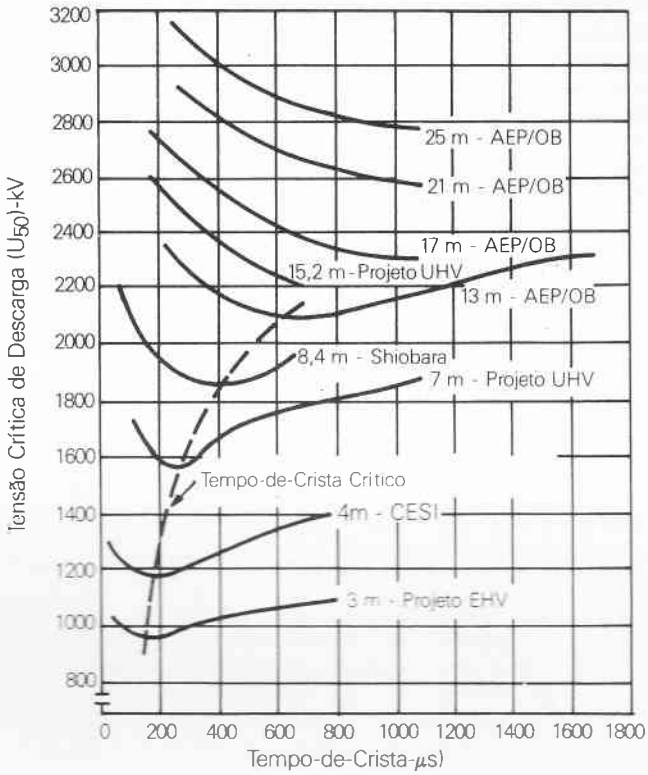


Figura 8.8 - Variação da Suportabilidade do "Gap" Haste-Plano em Função da Frente de Onda [4]

O comportamento da suportabilidade frente a surtos atmosféricos apresenta uma variação linear com a distância, sendo função também da polaridade da onda incidente. Na Figura 8.9 está apresentada uma curva onde está relacionado o valor U_{50} com vários valores do fator de gap para as polaridades positiva e negativa.

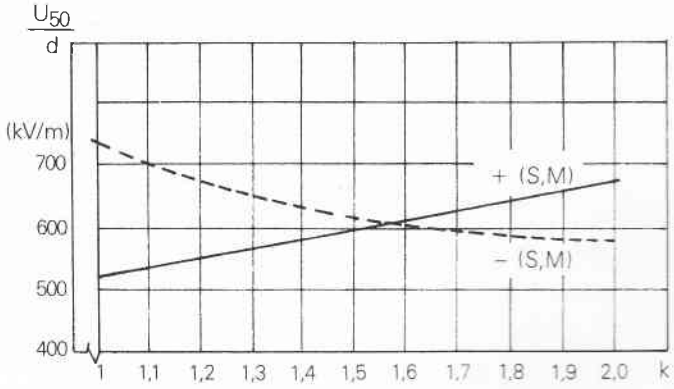


Figura 8.9 - Suportabilidade da Isolação em Ar a Impulsos Atmosféricos [4]

Com relação ao comportamento da isolação para tensões à frequência industrial, será apresentada mais adiante no capítulo 10 uma análise mais detalhada considerando apenas o problema da poluição. Este fato é devido a este tipo de solicitação ser de pequena importância para sistema de EAT e UAT já que os afastamentos determinados pelas sobretensões de manobra (principalmente) e atmosféricas são suficientes para garantir a suportabilidade à frequência industrial. A Figura 8.10 apresenta, para alguns tipos de "gap", a suportabilidade à frequência industrial em função da distância.

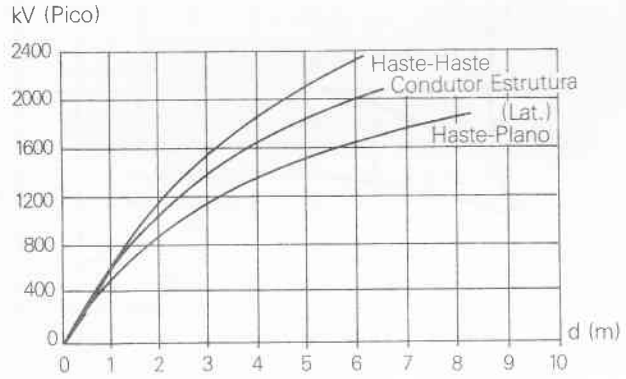


Figura 8.10 - Suportabilidade da Isolação em Ar para Tensões à Frequência Industrial

Ao se determinar a suportabilidade desta isolação deve-se levar em conta, além do tipo da tensão a que ela está submetida, sua forma de onda e polaridade, e a influência das condições meteorológicas, mais especificamente a umidade e densidade relativa do ar.

A suportabilidade varia diretamente com estes fatores, ou seja, para elevadas altitudes, sendo o ar mais rarefeito (menor densidade), a suportabilidade diminui, enquanto que com o aumento da umidade, até o ponto de condensação, a suportabilidade se eleva.

A correção da suportabilidade de uma isolação em condições atmosféricas padronizadas para condições reais, para qualquer tipo de solicitação, é dada por:

$$U = U_0 \left(\frac{RAD}{H}\right)^n \qquad (8.3)$$

Onde:

U - suportabilidade em uma dada condição atmosférica

U_0 - suportabilidade em condições atmosféricas padronizadas

RAD - densidade relativa do ar

H - fator de correção devido à umidade

n - expoente que depende da distância em ar, sendo RAD/H - FCA (Fator de Correção Atmosférico)

O cálculo do FCA será visto detalhadamente no capítulo 14 "Desempenho de Linhas de Transmissão a Surtos de Manobra".

Com respeito à isolação fase-fase, analisa-se o seu comportamento somente frente a surtos de manobra, uma vez que na ocorrência de uma descarga atmosférica atingindo diretamente o condutor ou os cabos pára-raios, a solicitação desenvolvida entre fases normalmente não excede a solicitação desenvolvida entre fase e terra.

A sobretensão entre duas fases resulta de duas sobretensões entre fase e terra, geralmente de polaridades opostas. A suportabilidade da isolação fase-fase frente a esta solicitação é função não só da tensão entre fases como também da proporção relativa (α) entre as sobretensões fase-terra que a compõem e da diferença de tempo (Δt) entre os máximos destas sobretensões. Entre as possíveis divisões em componentes positiva (U^+) e negativa (U^-) que formam a sobretensão entre fases, a mais utilizada é aquela que fornece a mesma amplitude a ambas, ou seja, $U^+ = U^-$, o que acarreta em um fator

$$\alpha = \frac{U^-}{U^- + U^+} = 0{,}5, \text{ considerando } \Delta t = 0.$$

6 Dispositivos de Proteção

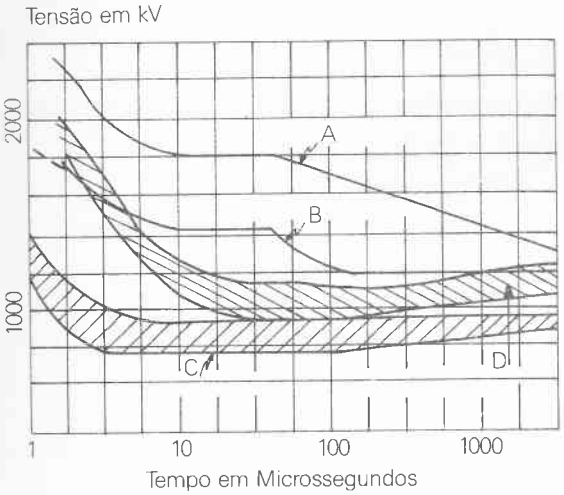
A função do sistema de proteção é assegurar que as sobretensões que atingem a subestação provenientes das linhas de transmissão ou originadas na própria subestação, sejam reduzidas a níveis compatíveis com a tensão nominal do sistema. Tal coordenação necessita considerar o número de caminhos de descarga, bem como a suportabilidade dos diversos equipamentos da subestação.

O maior número de componentes isolantes de uma subestação é constituído de isolações em ar, para as quais uma descarga apresenta consequências menos sérias, mas, a suportabilidade mínima ocorre entre as partes internas de transformadores e reatores. Descargas neste tipo de isolação apresentam graves consequências resultando em paradas longas e elevados custos de reparo. Assim são

utilizados dispositivos de proteção, geralmente centelhadores e pára-raios, que conectados em paralelo com os equipamentos permitem desviar para a terra todos os surtos que excedem os níveis especificados de proteção.

A Figura 8.11 apresenta numa curva tensão x tempo as características de isolamento típicas de transformadores e disjuntores, bem como as faixas de atuação de centelhadores e pára-raios.

Estas curvas mostram que o pára-raios pode proporcionar uma margem de proteção aceitável para toda a curva de suportabilidade, tanto do transformador como do disjuntor, enquanto que o centelhador pode somente proporcionar uma proteção razoável para o disjuntor.



A Níveis de Teste Nominais Típicos de Disjuntores de Sistema
B Níveis de Teste Nominais Típicos de Transformadores de Potência
C Faixa Típica de Descarga de Dissipadores de Surto
D Faixa Típica de Descarga de Centelhadores a Ar

Figura 8.11 - Curva Tensão x Tempo de Coordenação de Isolamento

6.1 Requisitos para um Dispositivo de Proteção Ideal

Estes dispositivos devem apresentar os seguintes requisitos quando em operação num sistema elétrico:

a. Não devem operar para sobretensões dinâmicas, exceto em circunstâncias especiais (os pára-raios podem vir a se danificar caso não tenham capacidade de dissipar a energia envolvida).

b. A característica de proteção do dispositivo deve ser sempre inferior à curva de suportabilidade dos equipamentos que ele está protegendo. A margem entre as duas curvas deve ser adequada para prevenir contra o efeito distância, envelhecimento da isolação e variações na característica de proteção do equipamento.

c. Devem ser capazes de descarregar surtos de alta energia sem se danificar ou alterar seu nível de proteção e sem permitir que equipamentos próximos se danifiquem.

d. Após descarregar um surto devem ser capazes de deixar de conduzir, mesmo quando submetidos a sobretensões dinâmicas.

6.2 Proteção por Centelhadores

Um dos mais antigos meios de controle de sobretensões, e que ainda hoje é usado em algumas aplicações, é o centelhador. De uma maneira geral, consiste de dois eletrodos ligados entre a fase e a terra, para o qual a tensão de disparo é ajustada em função do comprimento do "gap".

Apesar de serem mais simples e baratos, os centelhadores não atendem a todos os requisitos do item anterior. O principal inconveniente é que a tensão de descarga de um "gap" em ar aumenta consideravelmente com a taxa de crescimento da sobretensão (ver Figura 8.11), dificultando a coordenação de isolamento. Também a tensão de disparo varia com a polaridade do surto e com as condições atmosféricas, apresentando, portanto, uma larga faixa de atuação. Além disto, como o centelhador é constituído apenas de um "gap" não possuindo em série com o mesmo nenhuma resistência não-linear, uma vez tendo disparado ele continuará a conduzir mesmo após o desaparecimento da sobretensão, provocando então um curto-circuito o qual implicará na interrupção no fornecimento de energia.

6.3 Proteção por Pára-Raios

Um pára-raios ideal seria aquele que limitasse todas as sobretensões em um determinado nível de proteção, deixando de conduzir logo após a volta da tensão para níveis normais de operação. A Figura 8.12 apresenta a característica V x I ideal para um pára-raios.

Atualmente existem duas tecnologias distintas na solução deste problema. A primeira, de pára-raios convencionais, utiliza "gaps" (ativo ou não) em série com resistores não-lineares, e a segunda, de pára-raios de óxido de zinco, que geralmente não utiliza "gaps".

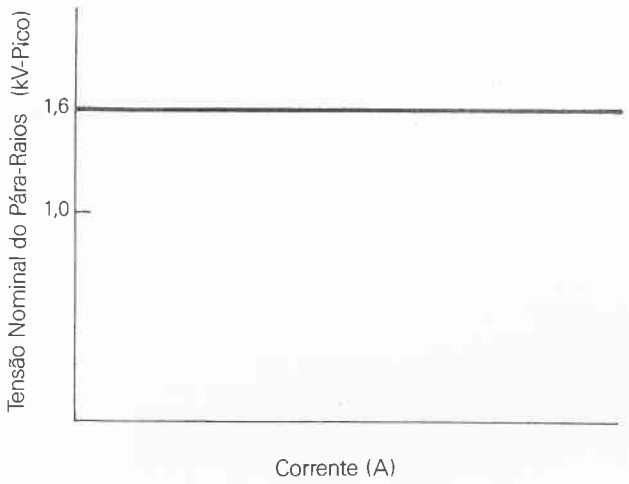


Figura 8.12 - Características V x I de um Pára-Raios Ideal

O pára-raios convencional funciona em dois estágios sucessivos. Quando da ocorrência de uma sobretensão o "gap" dispara, provendo um caminho de baixa impedância para a terra. Como os resistores não-lineares apresentam valores elevados para limitar a corrente subseqüente de freqüência industrial, uma elevada tensão IR aparecerá nos terminais do pára-raios. Assim este tipo de pára-raios só é utilizado em sistemas de distribuição ou até média tensão onde o nível de isolamento dos equipamentos é alto uma vez que são definidos pelas solicitações de origem atmosférica. A Figura 8.13 apresenta a atuação destes pára-raios.

A necessidade de ter-se níveis de proteção mais baixos e uma maior capacidade de absorção de energia, particularmente para sistemas de alta tensão, levou ao desenvolvimento do pára-raios de "gap" ativo. Este tipo de pára-raios é baseado no princípio do alongamento do arco causado pela ação de um campo magnético que é criado pela própria corrente de freqüência industrial ao invés de ter-se um arco de comprimento constante. A Figura 8.14 apresenta um esquema com a atuação deste tipo de pára-raios.

Os pára-raios de "gap" ativo apresentam as seguintes vantagens:

a. A corrente de frequência industrial é limitada tanto pelo arco como pelo elemento resistivo de forma que resistores menores podem ser usados.

b. O uso de um resistor menor acarreta uma tensão residual IR menor e conseqüentemente os níveis de isolamento podem ser reduzidos.

c. A tensão desenvolvida no "gap" faz com que a corrente seja interrompida antes da passagem da tensão por zero. Assim estes pára-raios são menos sensíveis às sobretensões tendo uma maior capacidade de operação quando submetidos a sobretensões dinâmicas.

d. Apresentam uma maior capacidade de energia já que esta é dissipada tanto no arco como no resistor.

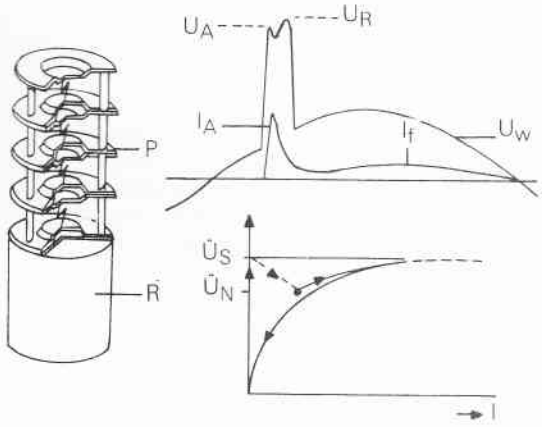


Figura 8.13 - Atuação de um Pára-Raios Convencional [7], [8]

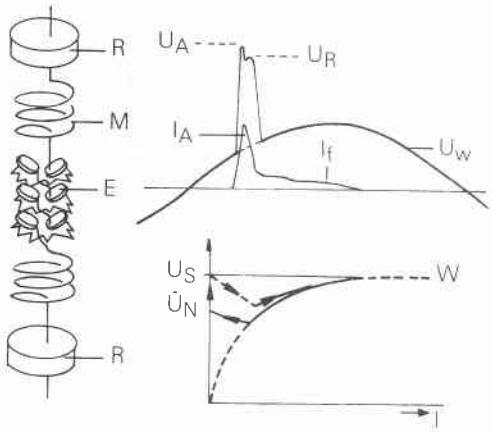


Figura 8.14 - Atuação de um Pára-Raios de "Gap" Ativo [7], [8]

Recentemente foram desenvolvidos óxidos metálicos, principalmente óxido de zinco, que podem ser usados na fabricação de resistores com uma característica não-linear muito mais acentuada. Com este tipo de resistor podem ser projetados pára-raios com a característica tensão x corrente próxima da ideal (Figura 8.12), dispensando assim o uso de "gaps" o que é apropriado para proteção de sistemas de alta tensão. A Figura 8.15 apresenta uma comparação entre as características V x I dos resistores não-lineares de ZnO e SiC. Pode-se ver facilmente o porquê da necessidade de ter-se "gaps" em pára-raios com resistores de SiC, uma vez que para a tensão nominal de operação a corrente drenada seria da ordem de 250 A. Já para os pára-raios de ZnO esta corrente é de apenas alguns miliamperes.

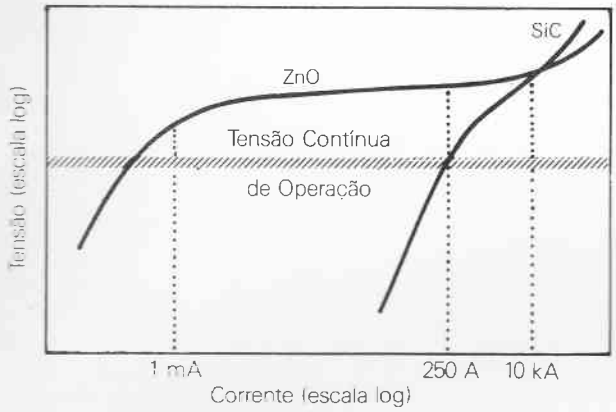


Figura 8.15 - Características V x I dos Resistores Não Lineares de ZnO e SiC

O pára-raios de ZnO apresenta importantes vantagens sobre o pára-raios convencional de SiC. Entre elas podemos citar:

a. Nível de proteção precisamente definido o que implica na redução da margem de segurança para o isolamento.

b. Curva de atuação suave sem transitórios devido a atuação do "gap", no caso do convencional, logo proporcionando proteção a uma maior região, ou seja, uma melhor proteção para todos os equipamentos da subestação (Figura 8.16).

c. Não tem a corrente subseqüente de freqüência fundamental (Figura 8.16).

d. Maior capacidade de absorção de energia.

e. Os pára-raios de ZnO são muito pouco afetados por poluição

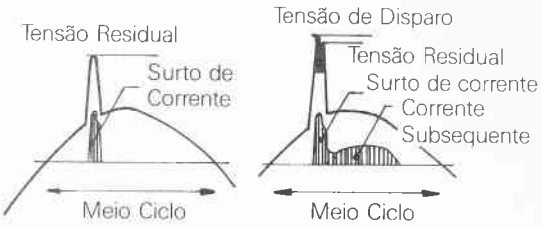


Figura 8.16 - Exemplo de Atuação de Pára-Raios de ZnO e Convencional (SiC)

7 Bibliografia

[1] Norma ABNT - NBR 6939 - Coordenação de Isolamento.

[2] Norma ABNT - NBR 8186 - Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento.

[3] The Principles and Practice of Insulation Coordination - Canadian Standards Association - Committee C308.

[4] Transmission Line Reference Book - 345 kV and Above/Second Edition - EPRI.

[5] D. E. Hedman - Coordenação de Isolamento - Série PTI - Santa Maria - RS - 1979.

[6] J. J. Archambault et Alii - "Insulation Coordination Standardization - An Application Guide" - Canadian Electrical Association - Março - 1972.

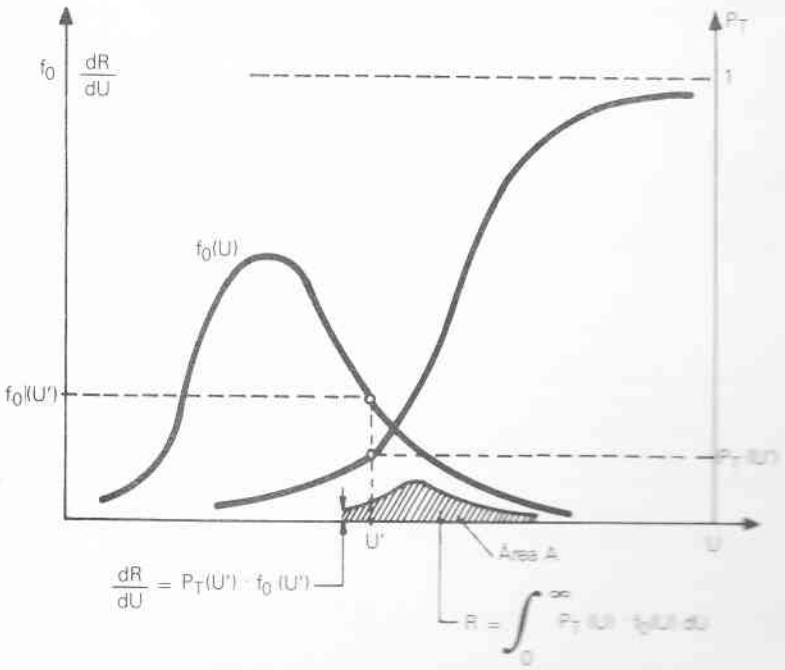
[7] U. Berger and B. Knecht - "Surge Arresters: Conventional Technology - Metal - Oxide Resistors" - Brown Boveri Review - 11 - 1979.

[8] A. Mayer - "Overvoltage Protection in Medium-Voltage Distribuition Systems" - Brown Boveri Review - 5 - 1979.

Capítulo 9

Métodos de Coordenação de Isolamento

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Claudio dos Santos Fonseca



Cálculo do Risco de Falha

1 Introdução

A coordenação de isolamento envolve a determinação das sobretensões às quais as linhas de transmissão e os equipamentos estão submetidos, seguido da seleção conveniente das suportabilidades elétricas e das distâncias de isolamento, levando em consideração as características dos dispositivos de proteção disponíveis. Basicamente, existem dois métodos para se determinar a coordenação de isolamento em função das sobretensões de manobra e atmosféricas: o método convencional e o estatístico. Há ainda o método estatístico simplificado utilizado em avaliações expeditas do risco de falha.

O método convencional é baseado na seleção de níveis de suportabilidade maiores que as sobretensões esperadas através do uso de uma margem de segurança, julgada adequada, por experiência. O método convencional é geralmente aplicável em todas as faixas de tensão.

O método estatístico é baseado na seleção dos níveis de suportabilidade a partir de uma determinada taxa de falha pré-estabelecida, levando em consideração a natureza estatística das sobretensões e da suportabilidade do dielétrico. O uso do método estatístico é geralmente limitado à isolação auto-recuperante, e normalmente utilizado a partir de níveis de tensão de 300 kV, onde pode resultar em considerável economia. Recentemente tais métodos estão sendo empregados em tensões inferiores, objetivando a compactação das estruturas das linhas de transmissão.

2 Método Convencional

O método convencional é baseado na determinação da máxima sobretensão imposta ao isolamento e na mínima suportabilidade da isolação. As noções de mínima suportabilidade e de máxima sobretensão são um pouco arbitrárias, uma vez que não se pode seguir uma regra estrita para a avaliação dos limites superior e inferior da suportabilidade da isolação e dos valores das sobretensões que são, intrinsecamente, variáveis aleatórias.

O nível de isolamento é determinado de forma a obter uma margem suficiente entre a máxima sobretensão e a mínima suportabilidade. Esta margem destina-se a cobrir as incertezas na obtenção destes valores, e nenhum esforço é feito no sentido de obter, quantitativamente, o risco de falha da isolação.

A aplicação do método convencional às linhas de transmissão, ou seja, a isolações auto-recuperantes, requer o conhecimento das distribuições de sobretensões de manobra registradas ao longo da linha. Através de estudos realizados em programa digital ou TNA, determinam-se tais distribuições caracterizadas por um valor médio V_{50} e um desvio padrão σ_S. A partir daí, pode-se então admitir a sobretensão máxima como sendo aquela com 2% de probabilidade de ser excedida, ou seja:

$$V_{máx} = V_{50}\,(1 + 2{,}05\,\sigma_S) \qquad (9.1)$$

Utilizando-se uma margem de segurança (FS), por exemplo de 1,15, entre a sobretensão máxima e a tensão de suportabilidade, que pode ser aquela com uma probabilidade muito pequena de descarga no isolamento, por exemplo a correspondente a $-3\sigma_d$, fica determinada a tensão crítica disruptiva e conseqüentemente a distância mínima de isolamento, logo:

$$U_{50} = \frac{V_{máx} \times 1{,}15}{1 - 3\,\sigma_d} \qquad (9.2)$$

onde σ_d é o desvio padrão da curva normal representativa das tensões suportáveis.

Com o valor U_{50} determina-se a distância de isolamento, através das equações 8.1 e 8.2.

A Figura 9.1 ilustra o procedimento acima, já levando em consideração a tensão U_{50} corrigida pelas condições atmosféricas ambientais.

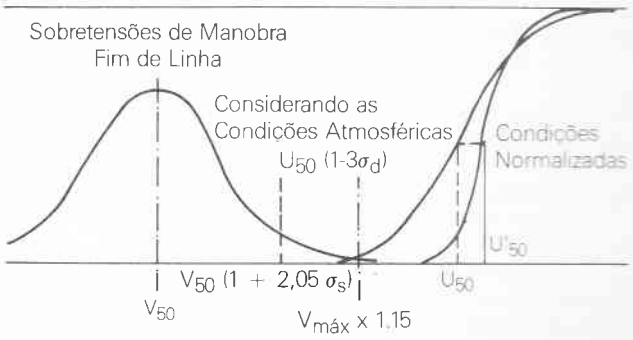


Figura 9.1 - Método Convencional de Coordenação de Isolamento

Pode-se ainda admitir uma probabilidade de ocorrência de descarga maior que a citada anteriormente ($1 - 3\sigma_d$), por exemplo inferior a 10%, já que as isolações auto-recuperantes das linhas (espaçamentos em ar ou cadeia de isoladores) não necessitam de uma proteção tão rígida, pois uma descarga nestes isolamentos, embora indesejável, não acarreta conseqüências tão grandes; assim:

$$U_{50} = V_{máx} \times 1{,}15/(1 - 1{,}3\sigma_d) \qquad (9.3)$$

Para as isolações não auto-recuperantes ou auto-recuperantes de uma subestação, cuja tensão máxima é

superior a 300 kV, é normalmente estabelecido um fator de segurança mínimo de 1,15 para surtos de manobra, enquanto que para surtos atmosféricos o fator de segurança mínimo deve ser 1,25.

Assim, a determinação do BIL ou BSL é dada por:

$$BIL = V_{máx} \times 1{,}25 \quad e \qquad (9.4)$$

$$BSL = V_{máx} \times 1{,}15 \qquad (9.5)$$

Apesar de ser impossível a determinação da tensão crítica de disrupção (U_{50}) da isolação não auto-recuperante (enrolamentos de transformadores e reatores, por exemplo), pode-se admitir que a sobretensão máxima verificada (atmosférica ou manobra) na subestação, aplicada a esta isolação, tenha uma probabilidade de descarga muito pequena; assim:

$$U_{50\,1} = \frac{BIL}{1 - 3\sigma_{d1}} \qquad (9.6)$$

$$U_{50\,2} = \frac{BSL}{1 - 3\sigma_{d2}} \qquad (9.7)$$

Onde:

$U_{50\,1}$ = tensão crítica de descarga para impulsos atmosféricos

σ_{d_1} = desvio padrão para a suportabilidade a impulsos atmosféricos

$U_{50\,2}$ = tensão crítica de descarga para impulsos de manobra

σ_{d_2} = desvio padrão para a suportabilidade a impulsos de manobra

Tal como nas linhas de transmissão, as isolações auto-recuperantes das subestações (espaçamentos em ar, cadeia de isoladores, postes isolantes etc.) podem seguir o mesmo critério, ou seja, admitir uma probabilidade de ocorrência de descarga inferior a 10%, conseqüentemente tem-se:

$$U_{50_1} = BIL/(1 - 1{,}3\sigma_{d1}) \qquad (9.8)$$

$$U_{50_2} = BSL/(1 - 1{,}3\sigma_{d2}) \qquad (9.9)$$

2.1 Aplicação do Método Convencional à Subestação

Os seguintes passos são recomendados para se chegar aos níveis de isolamento através do método convencional:

a. Dados básicos

O passo inicial é determinar o maior valor de sobretensão na rede, assumindo possíveis situações de emergências. O uso de programas digitais ou TNA é recomendável.

b. Valor nominal do pára-raios

O valor nominal mínimo do pára-raios que pode ser usado em determinado local do sistema de potência é determinado pelo esforço que será imposto a seus componentes internos pelas condições normais e anormais de tensão.

A escolha do valor nominal do pára-raios será determinado pela:

- Máxima tensão à freqüência industrial continuamente aplicada.
- Sobretensão mais severa no sistema, incluindo tanto tensões à freqüência industrial como surtos de manobra que poderiam estar aplicados através do pára-raios.
- Impedância do sistema.
- Características e capacidade dos pára-raios.

c. Níveis de proteção do pára-raios

Os níveis de proteção, os quais os pára-raios fornecem, são determinados a partir das suas características de disparo e da tensão através do mesmo quando está descarregando um surto.

O nível de proteção para surtos atmosféricos é considerado como sendo o maior dos três itens:

- O valor de crista de um impulso padrão para descargas atmosféricas 1,2 × 50 μs o qual resultará sempre no disparo do pára-raios.
- A máxima tensão através do pára-raios quando ele está conduzindo uma corrente de descarga correspondente à corrente crítica para descargas atmosféricas (I_c).
- A máxima tensão de descarga para frente de onda dividida por 1,15.

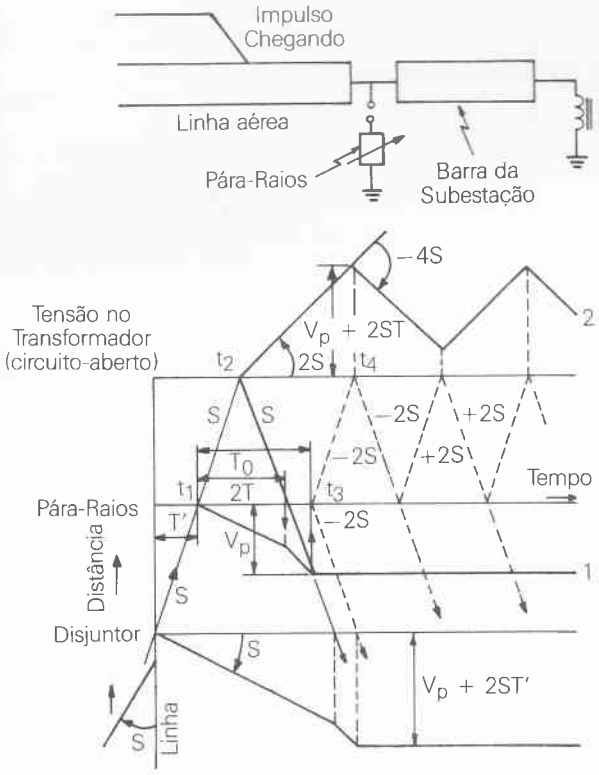
O nível de proteção para surtos de frente lenta (surtos de manobra) é usualmente considerado como sendo o maior dos dois itens:

- A tensão de disparo para impulsos de manobra.
- A máxima tensão através do pára-raios quando ele descarrega uma linha de transmissão a qual tenha sido carregada a um valor de pico de tensão de 2,5 vezes a tensão nominal eficaz (rms) do pára-raios. A corrente resultante será determinada pela impedância de surto da linha e pelas características das impedâncias do pára-raios e geralmente será menor do que 2000 A.

d. Nível de proteção efetivo do pára-raios

A sobretensão resultante nos diversos equipamentos de uma subestação devido à incidência de uma descarga atmosférica é função da distância existente entre o pára-raios e estes equipamentos.

Quando uma descarga atmosférica atinge uma linha de transmissão dá origem à propagação de surtos de tensão pela linha. Este surto, entrando na subestação, será limitado no valor da tensão de disparo do pára-raios no ponto onde o pára-raios estiver instalado. Entretanto, uma onda com a mesma taxa de crescimento da onda original e magnitude igual à tensão de disparo do pára-raios continua a se propagar através da subestação se refletindo nas diversas descontinuidades. Pode parecer que a tensão no transformador não deva ser maior do que a tensão limitada pelo pára-raios, porém, sob o ponto de vista de ondas viajantes, deve-se esperar uma duplicação da tensão no transformador. A representação do transformador para esta análise deve ser através de sua capacitância de surto. Contudo para fins de análise considerou-se o transformador como um circuito aberto. A Figura 9.2 apresenta, através do diagrama de treliças, as tensões resultantes em uma subestação simplificada composta de um disjuntor, um pára-raios e um transformador.



$t_2 - t_1 = t_4 - t_3 = T$
$t_3 - t_1 = t_4 - t_2 = T_0$

Figura 9.2 - Determinação das Sobretensões em uma Subestação Simplificada Através do Diagrama de Treliça

A tensão no pára-raios é dada por:

$$V_p = 2ST + 2S\,(T_0 - 2T) = 2ST_0 - 2TS \qquad (9.10)$$

A tensão máxima no transformador localizado a uma distância D do pára-raios é dada por:

$V_t = 2ST_0$, logo:

$$V_t = V_p + 2ST \qquad (9.11)$$

Onde:

S - taxa de crescimento da tensão (kV/μs)

T - Tempo de trânsito entre o pára-raios e o transformador

Para o caso do pára-raios estar suficientemente afastado do transformador de forma que dispare antes da chegada do surto refletido no transformador, a tensão máxima no transformador será igual a:

$$V_t = 2V_p = 2ST_0 \qquad (9.12)$$

Assim o nível de proteção descrito no item 2.1c só é válido nos terminais do pára-raios. Se o equipamento a ser protegido, no caso o transformador, estiver afastado do pára-raios, o nível de proteção fornecido pelo pára-raios nos terminais do transformador é chamado de nível de proteção efetivo e é dado pela fórmula a seguir:

$$V_l = V_p + \frac{2S}{v} \cdot D \qquad (9.13)$$

Onde:

V_l = nível de proteção efetivo

V_p = nível de proteção do pára-raios

D = distância entre o pára-raios e o transformador

v = velocidade de propagação (m/μs)

S = taxa de crescimento da tensão (kV/μs)

Esta análise simples só se aplica a sistemas radiais. No caso de subestações mais complexas com vários caminhos para as ondas trafegantes seria necessário o uso de programas digitais para a determinação correta das sobretensões ao longo de toda a subestação.

3 Método Estatístico

O método estatístico tenta quantificar o risco de falha através de uma análise numérica da natureza estatística

das sobretensões e da suportabilidade elétrica da isolação, para ser usado como índice de segurança na determinação da isolação.

A aplicação deste método é mais apropriada à isolação auto-recuperante na qual sua suportabilidade estatística pode ser determinada através das descargas disruptivas.

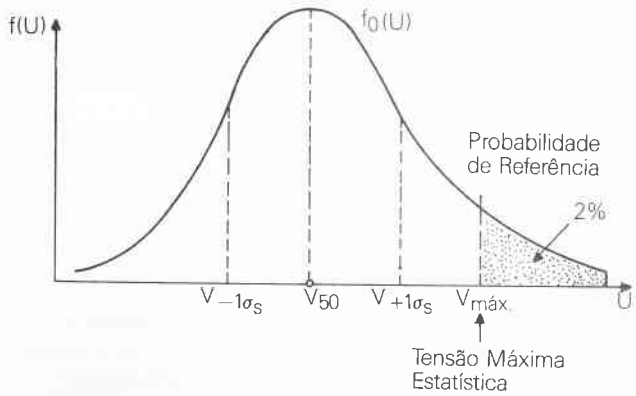
A fim de quantificar o número médio esperado de falhas por ano, de um componente da isolação localizada em um dado ponto do sistema, em consequência de sobretensões, devem-se considerar todos os eventos que possam dar origem a sobretensões que possam afetar o projeto de isolamento. Em seguida, é necessário conhecer, para cada tipo de evento considerado, a freqüência anual de ocorrência e a distribuição estatística das amplitudes das sobretensões correspondentes.

É evidente que as amplitudes de todas as sobretensões que podem ocorrer em um sistema não podem ser combinadas em uma única distribuição, e que somente aquelas identificadas pela mesma localização e causa podem ser consideradas como estatisticamente homogêneas. Na realidade, uma vez que a severidade das sobretensões depende da forma das ondas, sendo estas associadas a impulsos atmosféricos ou de manobra, as amplitudes das sobretensões somente podem ser assumidas como homogêneas se identificadas pelo mesmo local, causa e forma de onda.

A abordagem estatística considerada aqui é restrita a verificar se o risco de falha da isolação, devido a qualquer tipo previsível de evento que cause sobretensões no sistema, está dentro de limites aceitáveis. Estes limites dependem da frequência de ocorrência do tipo de evento e das conseqüências de uma falha da parte da isolação em questão.

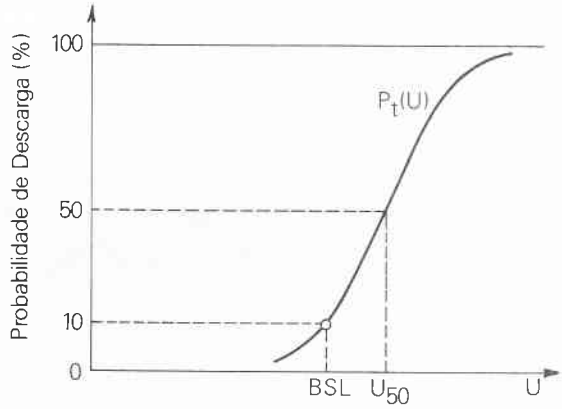
Os tipos de eventos que são significativos em projetos de isolamento são, em geral, pouco numerosos, permitindo desta forma um enfoque analítico. Por exemplo, a suportabilidade da isolação aos surtos de manobra da maior parte dos elementos isolantes dos equipamentos de um sistema é, em geral, determinada fundamentalmente por sobretensões de religamento.

Se a distribuição de freqüências de sobretensões causadas por um dado tipo de evento e a suportabilidade correspondente da isolação forem conhecidas, ou seja, através de distribuições Gaussianas, o risco de falha poderá ser expresso numericamente como é mostrado a seguir. É importante observar que cada distribuição Gaussiana é caracterizada pelo seu valor de 50% (V_{50} ou U_{50}) e os respectivos desvios padrões σ_s e σ_d. As Figuras 9.3 e 9.4 ilustram essas distribuições, onde são destacados alguns valores de referência, como por exemplo o valor de 10% (BSL) na distribuição da suportabilidade da isolação. A distribuição das sobretensões tem como probabilidade de referência o valor de 2% ($V_{máx}$), ou seja, valores $\geqslant V_{máx}$ ocorrem em 2% das sobretensões.



$V_{-1\sigma_s} = V_{50}(1-\sigma_s)$ ..... $f(V_{-1\sigma_s}) = 84\%$
$V_{+1\sigma_s} = V_{50}(1+\sigma_s)$ ..... $f(V_{+1\sigma_s}) = 16\%$
$V_{máx} = V_{50}(1+2{,}05\sigma_s)$ ..... $f(V_{máx}) = 2\%$
σ_s = Desvio Padrão das Sobretensões

Figura 9.3 - Distribuição das Sobretensões $f_0(U)$



σ_s = Desvio Padrão da Suportabilidade do Isolamento.

Figura 9.4 - Distribuição das Probabilidades de Descarga no Isolamento $P_t(U)$

É importante observar que o método estatístico proposto é baseado na amplitude das sobretensões. Assim a distribuição de ocorrência das sobretensões para um certo evento é determinada sob as seguintes considerações:

1 Picos diferentes do máximo em uma determinada forma de onda são desprezados.

2 A forma de onda do pico máximo é assumida igual ao impulso padrão para descargas atmosféricas ou para manobra com frente crítica.

3 Os picos máximos das sobretensões são assumidos todos com a mesma polaridade, embora, durante uma manobra, possam ser causados surtos de polaridade positiva ou negativa com igual probabilidade; para estar no lado mais seguro, a polaridade mais severa deve ser usada.

Suponha que a suportabilidade de um dado componente da isolação, dentro de um dado intervalo de tempo ΔT, seja definido pela suportabilidade $P_t(U)$ de descarga disruptiva da isolação quando submetida a uma sobretensão de valor U, (vide Figura 9.5). Suponha, por outro lado, que a distribuição de sobretensões solicitando o mesmo componente da isolação, para o tipo específico de evento considerado, seja definido pela densidade de probabilidade $f_0(U)$. Então, a probabilidade de que uma sobretensão de valor compreendido entre U' e U' + dU possa ocorrer é $f_0(U')\,dU$. A densidade de probabilidade de uma falha da isolação causada por uma sobretensão de valor U' é, por isso, o produto da densidade de probabilidade que uma sobretensão de valor U' possa ocorrer pela probabilidade de que a isolação possa falhar em virtude desta sobretensão.

Assim:

$$dR = f_0(U') \cdot P_t(U') \cdot dU \qquad (9.14)$$

A probabilidade de falha para uma determinada distribuição de sobretensões, isto é, o risco de falha (R) para um evento do tipo considerado, será então:

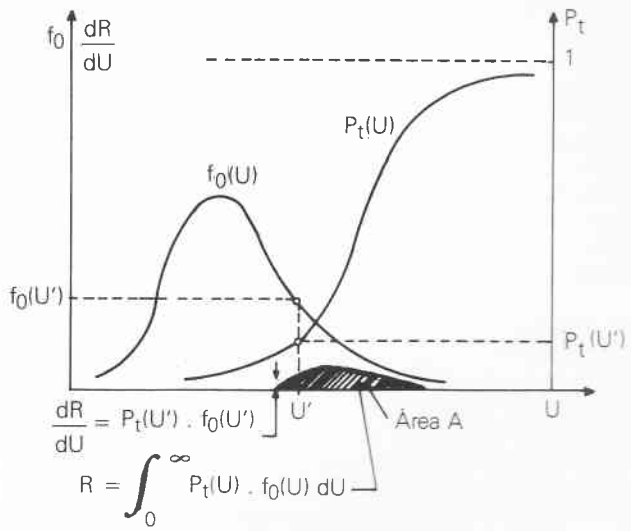
$$R = \int_0^{\infty} f_0(U) \cdot P_t(U) \cdot dU \qquad (9.15)$$

Esta expressão mostra o princípio geral do método pelo qual a probabilidade de falha pode ser estimada. É assumido que $f_0(U)$ e $P_t(U)$ não sejam correlacionados.

Graficamente o risco é representado pela área indicada na Figura 9.5, resultado da integração da expressão anterior. No caso da sobretensão ser caracterizada por um único valor U_1 o risco será igual ao valor da probabilidade na curva $P_t(U)$.

É importante ressaltar que a exatidão no cálculo do risco de falha depende grandemente da exatidão na determinação das sobretensões e da probabilidade de descarga disruptiva da isolação. Desde que a exatidão destas medidas dificilmente é satisfatória, a exatidão do risco de falha decorrente é, freqüentemente, baixa.

Contudo, o risco de falha tem um significado físico preciso (ao contrário do fator de segurança). Utilizando-se métodos estatísticos, é assim possível coordenar os níveis de segurança das diversas partes do sistema de acordo com as conseqüências de uma falha. Além disso, é possível proceder análises de sensibilidade, por exemplo, avaliar o efeito de uma mudança na severidade das sobretensões ou na suportabilidade da isolação com relação ao valor do risco de falha.



R = área hachurada

Figura 9.5 - Avaliação do Risco de Falha de uma Isolação

De acordo com o método estatístico, a isolação é selecionada de forma que a probabilidade de falha calculada seja menor ou igual a um valor pré-determinado, que caracteriza o nível de segurança requerido. Referindo-se à Figura 9.5, uma mudança nos níveis de isolamento translada a curva que representa a probabilidade de descargas na isolação $P_t(U)$ ao longo do eixo U, com a conseqüênte modificação da área hachurada A, que representa a probabilidade de falha R para uma determinada distribuição de sobretensões.

Deslocar a curva $P_t(U)$ para a direita, conseqüentemente diminuindo-se o risco de descarga, equivale a aumentar os níveis de isolamento, decorrendo daí um aumento das dimensões físicas das isolações, logicamente onerando o custo do projeto.

A diminuição do risco de falha também pode ser conseguida deslocando-se a curva $f_0(U)$ para a esquerda, ou seja, baixando-se o nível das sobretensões no sistema; podendo ser conseguido através de medidas controladoras como o uso de resistores de pré-inserção, de pára-raios, ou pré-determinando-se a seqüência de fechamento dos disjuntores, ou empregando-se reatores

etc. Qualquer destas soluções também significa investimentos adicionais, o que acarreta uma avaliação da melhor alternativa a ser implantada: aumentar o isolamento ou utilizar meios de controle das sobretensões.

O enfoque estatístico pode requerer séries sucessivas de tentativas de escolha de isolações e avaliação de riscos, até que se encontre uma solução que corresponda ao risco pré-determinado.

A fórmula do cálculo do risco de falha (9.15) pode também ser aplicada para determinar a probabilidade de falha de uma isolação protegida por centelhadores ("gaps") ou pára-raios, se $P_t(U)$ for tomado como a probabilidade de descarga da isolação na presença do dispositivo de proteção. Se o tempo para descarga do dispositivo de proteção puder ser considerado sempre menor que o da isolação a ser protegida, um método igualmente válido e mais simples seria usar a referida fórmula (9.15) e tomar $f_0(U)$ como a densidade de probabilidade de sobretensões modificadas pelo dispositivo de proteção.

Quando a isolação é protegida por pára-raios, as sobretensões na mesma ficam limitadas pela tensão máxima do disparo do pára-raios. Neste caso, a distribuição das sobretensões ficará truncada na tensão máxima de disparo do pára-raios, conforme é mostrado na Figura 9.6. O fato de se considerar a distribuição das sobretensões truncada na tensão máxima de disparo do pára-raios acarreta resultados conservativos de risco de falha. Na realidade o pára-raios tem uma faixa de disparo (pára-raios de "gap" ativo), podendo disparar em valores inferiores à tensão máxima de disparo e como é bastante difícil a obtenção da distribuição das tensões de disparo dos pára-raios entre os valores máximo e mínimo, é recomendável a utilização do processo conservativo de truncamento na tensão máxima de disparo.

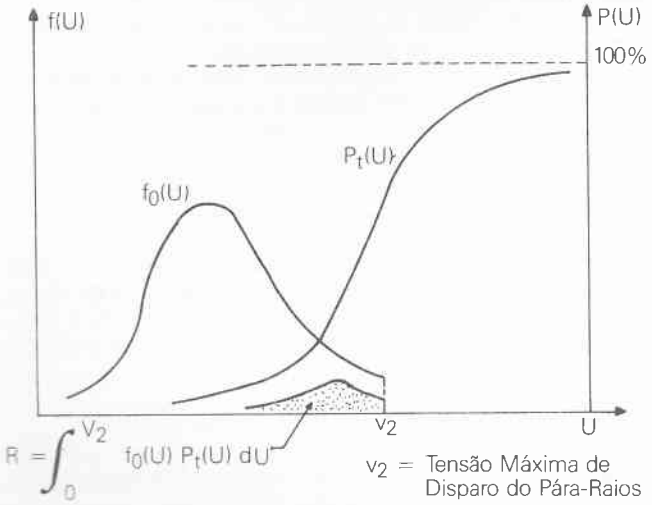


Figura 9.6 - Cálculo do Risco com a Distribuição de Sobretensões Truncadas

O uso de computadores digitais facilita a avaliação do risco de falha e, por conseqüência, do projeto de isolação, uma vez que a distribuição estatística das sobretensões e a curva de probabilidade de descarga da isolação sejam conhecidas.

4 Método Estatístico Simplificado

Análises de sensibilidade e rápidas avaliações do risco de falha podem ser feitas com base em métodos estatísticos simplificados, nos quais os cálculos são realizados fazendo-se algumas suposições, geralmente aceitáveis, com respeito às leis matemáticas pelas quais as distribuições reais das sobretensões e da probabilidade de descarga das isolações são representadas, por exemplo, supondo-se serem distribuições de Gauss com desvios-padrão conhecidos.

Com estas suposições, a curva completa de distribuição das sobretensões e a curva de probabilidade de descarga da isolação podem ser definidas apenas por um ponto correspondente a uma dada probabilidade de referência chamada de "surto estatístico" e "tensão suportável estatística de impulso", respectivamente. O risco de falha pode ser correlacionado com a margem entre estes dois valores, tornando o método muito similar ao método convencional.

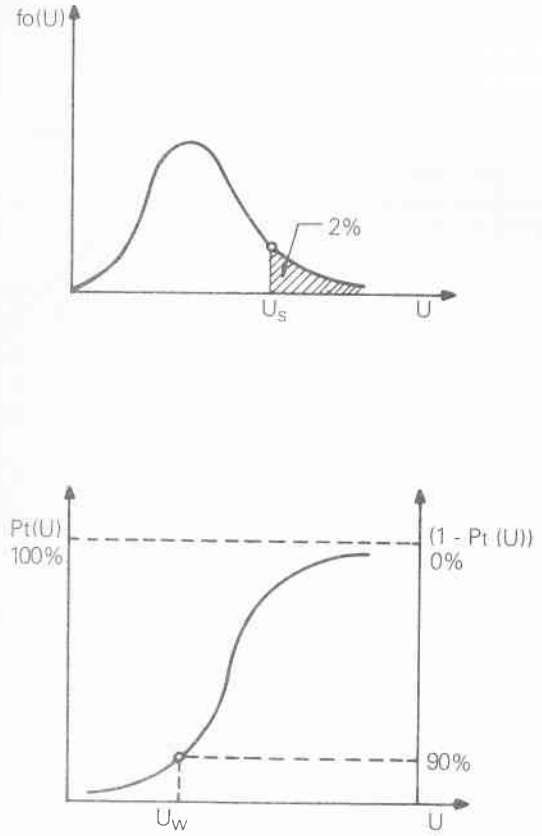
A sobretensão denominada "surto estatístico" é a sobretensão com 2% de probabilidade de ser excedida e a "tensão suportável estatística de impulso" é aquela a qual o isolamento possui uma probabilidade de 90% de suportar. O fator de segurança estatística é então a razão entre a "tensão suportável estatística de impulso" (U_{90}) e o "surto estatístico".

A correlação entre o fator de segurança estatístico e o risco de falha parece ser apenas ligeiramente afetada por mudanças na forma da distribuição de sobretensões. Isto se deve ao fato de que o valor de 2%, escolhido como probabilidade de referência das sobretensões, encontra-se na parte da distribuição de sobretensões que fornece a maior contribuição ao risco de falha na faixa de risco considerada. Se um valor muito menor ou muito maior fosse escolhido, a influência da forma da distribuição de sobretensões seria muito pronunciada.

A razão para a escolha do valor de 90% para a probabilidade de referência da tensão suportável é que o ensaio de descarga disruptiva a 50% (obtenção da tensão crítica de descarga U_{50}) não pode ser aplicado em todos os tipos de isolação. Assim sendo, para se terem os mesmos valores de tensão suportável nominal de impulso, independente do tipo de equipamento ou de isolação e para que estes valores sejam utilizados diretamente nas definições de distribuições estatísticas, considera-se mais adequado fazer referência a um valor mais elevado da probabilidade de suportar (90%).

Neste método estatístico, o cálculo do risco de falha é realizado uma única vez e para todas as condições, conseqüentemente uma relação entre o risco de falha e o fator de segurança estatístico é estabelecido. Embora esta relação possa diferir de um sistema para outro, a intenção é apresentar um método de modo que estas diferenças não sejam significativas em estágios preliminares do projeto de isolamento. A Figura 9.7 faz uma explanação gráfica do método.

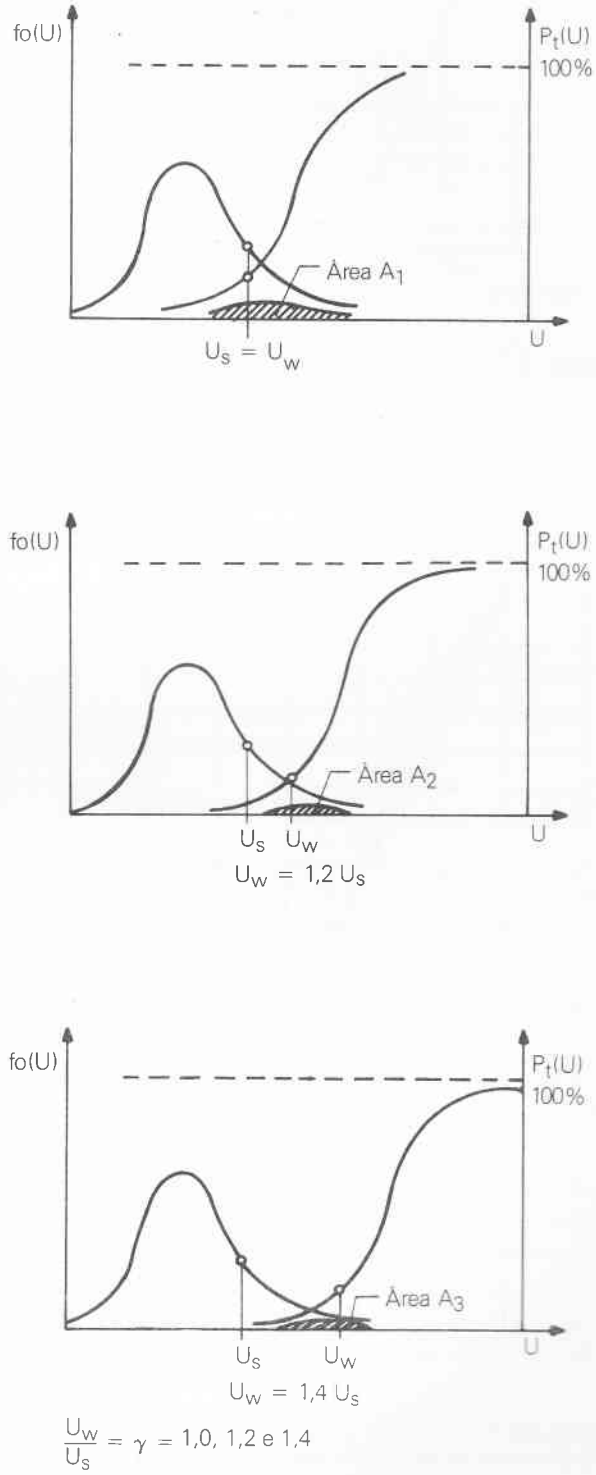
A Figura 9.7a mostra as distribuições da freqüência de ocorrência de sobretensões e da suportabilidade da isolação. O surto estatístico é indicado por U_S e a tensão suportável estatística de impulso por U_W. Na Figura 9.7b, a distribuição das sobretensões e a da suportabilidade da isolação estão superpostas para valores do fator de segurança estatístico "γ" tomado como a relação U_W/U_S, iguais a 1,0, 1,2 e 1,4. A correlação entre "γ" e o risco de falha "R" é mostrada na Figura 9.7c.



U_S = sobretensão estatística com 2% de probabilidade de ocorrência

U_W = tensão suportável estatística na curva de probabilidade de descarga

Figura 9.7a - Sobretensão e Tensão Suportável Estatísticas



$\frac{U_W}{U_S} = \gamma = 1{,}0,\ 1{,}2$ e $1{,}4$

Figura 9.7b - Três Tentativas de Determinar o Risco de Falha (Área A) para Fatores de Segurança Estatísticos

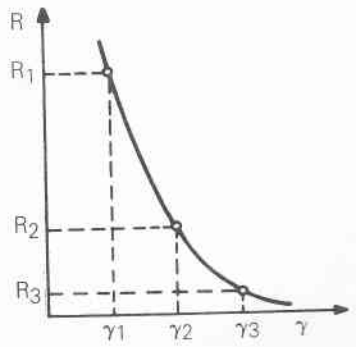
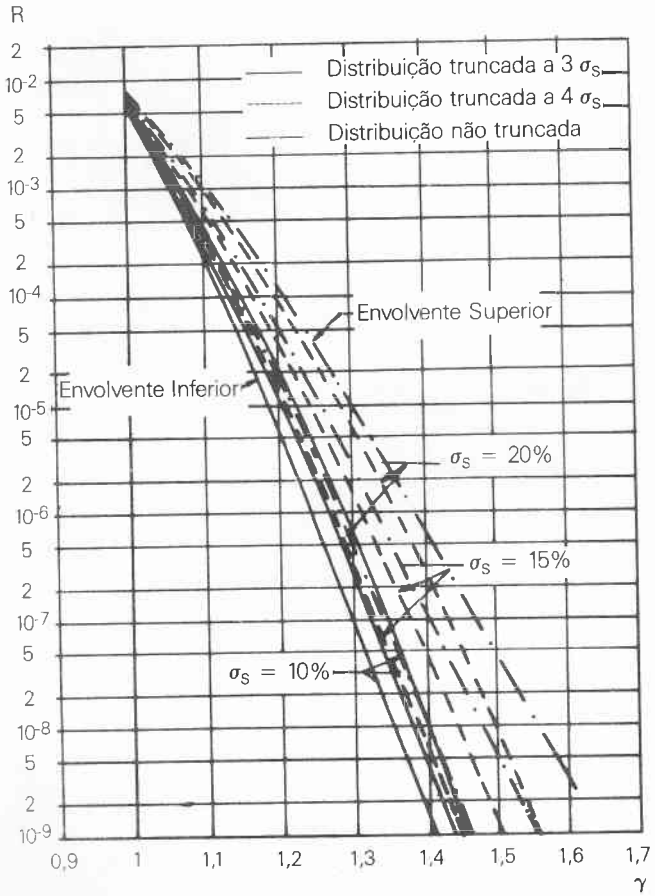


Figura 9.7c - Relação entre o Fator de Segurança Estatístico γ e o Risco da Falha (Medido pela Área A)

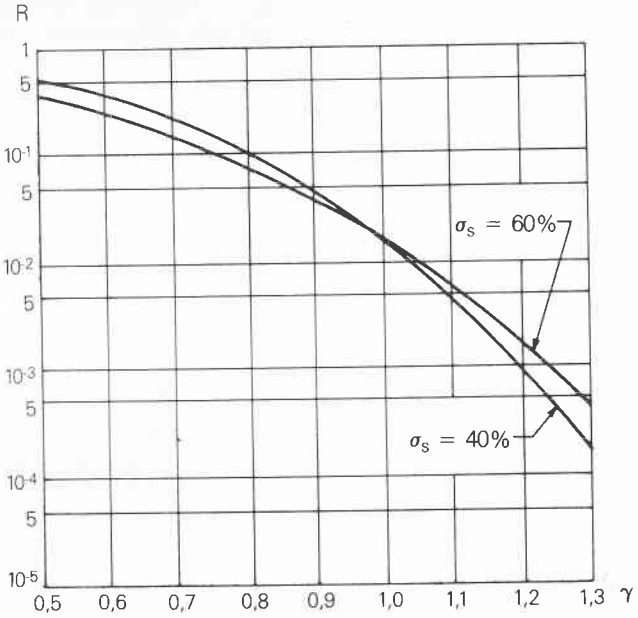


Desvio padrão de isolação σ_t = 6%
Desvio padrão da distribuição das sobretensões σ_s = 10, 15 e 20%

Figura 9.8 - Correlações entre o Risco de Falha (R) e o Coeficiente de Segurança Estatístico (γ) para diversas Distribuições de Sobretensões de Manobra [5]

Observa-se que a escolha da distribuição normal para definir as probabilidades relacionadas com sobretensões não significa que outras distribuições (por exemplo "distribuições de valores extremos") não possam fornecer melhores aproximações. Essa distribuição é usada porque se ajusta razoavelmente bem às distribuições reais na faixa de interesse.

Com respeito a surtos de manobra, a Figura 9.8 ilustra, para diferentes casos, a correlação entre o risco de falha e o fator de segurança estatístico para isolação a ar, assim como as envolventes superior e inferior obtidas quando se consideram as nove distribuições de sobretensão resultantes de todas as combinações possíveis de valores de desvio padrão e ponto de truncamento superior.



Desvio padrão da isolação σ_t = 3%
Desvio padrão da distribuição de sobretensões σ_s = 40 e 60%

Figura 9.9 - Correlação entre o Risco de Falha (R) e o Coeficiente de Segurança Estatístico (γ) para Diversas Distribuições de Sobretensões Atmosféricas [5]

As correlações entre o fator de segurança estatístico e o risco de falha para isolação em ar submetida a surtos atmosféricos são mostradas na Figura 9.9.

Estas correlações aplicam-se apenas às isolações auto-recuperantes. Entretanto, na maioria dos casos, essas correlações podem ser consideradas aceitáveis para o equipamento como um todo, pelas razões a seguir.

Os ensaios descritos anteriormente no capítulo 8 têm por finalidade verificar a suportabilidade a impulso de equipamentos com isolação auto-recuperante e de isolação mista respectivamente. Em nenhum destes ensaios é admitida qualquer descarga nas partes não auto-recuperantes do equipamento.

Conseqüentemente, uma vez que partes auto-recuperantes e não auto-recuperantes da isolação do mesmo equipamento são projetadas com base em um mesmo risco do equipamento ser rejeitado no ensaio (isto é, quando o conjunto estiver sujeito à mesma solicitação) as partes não auto-recuperantes terão intrinsecamente uma menor probabilidade de descarga do que as partes auto-recuperantes, no que diz respeito a sobretensões de mesma amplitude que aquelas dos impulsos aplicados durante os ensaios.

Portanto, pode-se afirmar que o risco de falha das partes não auto-recuperantes de equipamentos de isolação mista é mais baixo que o das partes auto-recuperantes se a contribuição principal para o risco de falha estiver compreendida dentro de $U_{50} \pm 2\sigma$.

Para equipamentos de isolação mista as partes não auto-recuperantes devem ser projetadas para um baixo risco de falha sob a tensão de ensaio. Nos casos onde a maior contribuição para o risco de falha (calculado com base na tensão suportável estatística) for dada pelas sobretensões em torno da tensão de ensaio, a avaliação do risco de falha pode ser calculada como para isolação auto-recuperante.

Para as considerações anteriores, pressupõe-se, naturalmente, que o corte de ondas durante descargas, efetuado por uma parte da isolação auto-recuperante, não cause sérios esforços na isolação não auto-recuperante do equipamento e não acelere o envelhecimento da isolação.

Por último cabe mencionar que a extensão deste método para linhas aéreas é possível, mas apresenta problemas, principalmente para linhas longas.

5 Consideração de n "Gaps" Auto-Recuperantes em Paralelo

Se a probabilidade do isolamento suportar uma dada sobretensão U_i em uma determinada isolação auto-recuperante (espaçamento em ar, cadeia de isoladores etc.) simples é w_i então a probabilidade de n "gaps" em paralelo suportar é:

$$W_n = \prod_{i=1}^{n} W_i \qquad (9.16)$$

Se os "gaps" são igualmente solicitados ($U_i = U_j$) a equação fica:

$$W_n = (W_i)^n \qquad (9.17)$$

Visto que a probabilidade de descarga pode ser expressa como função da probabilidade de suportar, tem-se que:

$$P_{t_i} = 1 - W_i \qquad (9.18)$$

Se os n "gaps" em paralelo têm as mesmas características de descarga, consideradas independentes entre si, e se a probabilidade de descarga no igésimo "gap" é $P_{ti}(U)$ quando a tensão U_i é aplicada neste "gap", então a probabilidade de descarga P_t, que significa que pelo menos um "gap" entre os n "gaps" pode possivelmente causar a ruptura, é expressa por:

$$P_t = 1 - \prod_{i=1}^{n} [1 - P_{t_i}(U_i)] \qquad (9.19)$$

No caso da tensão aplicada para cada "gap" ter a mesma forma de onda e magnitude U, isto é, assumindo-se distribuição linear do surto ao longo do comprimento equivalente aos n "gaps" em paralelo, o que significa desprezar a atenuação e reflexão no caso de linhas aéreas, a expressão assume a seguinte fórmula:

$$P_t = 1 - [1 - P_{t_i}(U)]^n \qquad (9.20)$$

A expressão do risco de falha R (9.15) mostrada anteriormente, aplica-se somente para 1 "gap". A fim de se obter o risco total de falha do isolamento para uma linha com n torres ou uma subestação com n "gaps" em paralelo é necessário corrigir, de uma potência n, a correspondente probabilidade de suportar do isolamento.

A expressão do risco de falha escrita sob forma de integral fica:

$$R_n = \int_0^{\infty} f_0(U) \cdot [1 - (1 - P_{t_i}(U))^n]\, dU \qquad (9.21)$$

n - é o número de "gaps" idênticos em paralelo

Uma conclusão a que se pode chegar imediatamente é que a probabilidade do isolamento da linha ou subestação suportar a determinada sobretensão decresce à medida que o número de "gaps" em paralelo aumenta.

Com o objetivo de visualizar graficamente a equação acima, as funções $f_0(U)$, $P_t(U)$ foram traçadas individualmente na Figura 9.10, onde se pode observar que, quando n varia de 1 torre para 100 torres, a distribuição de suportabilidade modifica-se consideravelmente. O produto das curvas de solicitações e suportabilidade é indicado pela área hachurada na figura, que fornece o risco de falha para 100 torres em paralelo, obtida por meios de integração numérica.

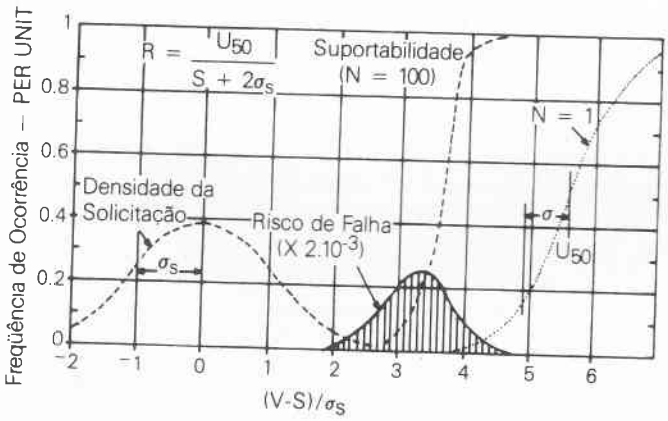


Figura 9.10 - Risco de Falha para 100 "Gaps" em Paralelo

No cálculo do risco de falha de uma subestação, é necessário levar em consideração todos os possíveis locais de descarga: isolamentos externos de equipamentos, cadeias e postes isoladores e "gaps" em ar.

A contagem dos equipamentos é feita com um "gap" por fase, por equipamento:

- buchas: transformador, reator, transformador de corrente (TC) e de potencial (TP)
- disjuntor
- chave secionadora
- divisor capacitivo de potencial (DCP)

Para a instalação são contados todos os "gaps" por fase:

- condutor-estrutura ("jumpers", "Fly-taps" etc.)
- equipamento-estrutura
- cadeia de isoladores
- postes isoladores
- bobina de bloqueio ou filtro de onda

Assim, considerando que $n = n_i + n_e$, onde n_i é o número de "gaps" na instalação e n_e é número de "gaps" nos equipamentos, a expressão (9.20) fica:

$$P(n) = 1 - (1-P_i(U))^{n_i} \cdot (1-P_e(U))^{n_e} \qquad (9.22)$$

Portanto, o risco de falha total na subestação é dado pela expressão:

$$R_t = \int_0^{\infty} f_0(U)\,(1-(1-P_i(U))^{n_i} \cdot (1-P_e(U))^{n_e})\,du \qquad (9.23)$$

Apesar de incorrer-se em algum erro, a expressão (9.23) pode ser simplificada, desde que o valor esperado para o risco (R) seja bastante pequeno.

O procedimento é calcular inicialmente o risco R pela expressão (9.15) para apenas um "gap" e em seguida elevar ao expoente n. O risco total para todos os "gaps" é então obtido da seguinte forma:

$R_t = 1 - (1 - R)^n$, e se $n = n_i + n_e$ tem-se

$$R_t = 1 - (1 - R_i)^{n_i}\,(1 - R_e)^{n_e} \qquad (9.24)$$

Na Figura 9.11 está indicado um exemplo do número de "gaps" da subestação no setor tracejado.

Equipamentos		Número de "Gaps" Por fase	Nas 3 fases
bucha (reator)		1	3
secionadora		2	6
divisor capacitivo		1	3
	Total	4	12

"Gaps" em Ar
1 Condutor-Estrutura (Jumper)
2 Condutor-Estrutura (Barra Rígida)
3 Equipamento-Estrutura
4 Condutor-Estrutura (Com Cadeia)

Instalação			
bobina de bloqueio		1	3
poste isolador		1	3
cadeia de isolador		3	9
condutor estrutura			
(fase central)		2	
(fase externas)		1	4
equipamento-estrutura			
(fase central)		4	
(fases externas)		2	8
	Total	14	27

"Gaps" de Equipamentos
5 Poste Isolador
6 Disjuntor
7 Secionadora
8 TC (ou FO, DCP, BUCHA)

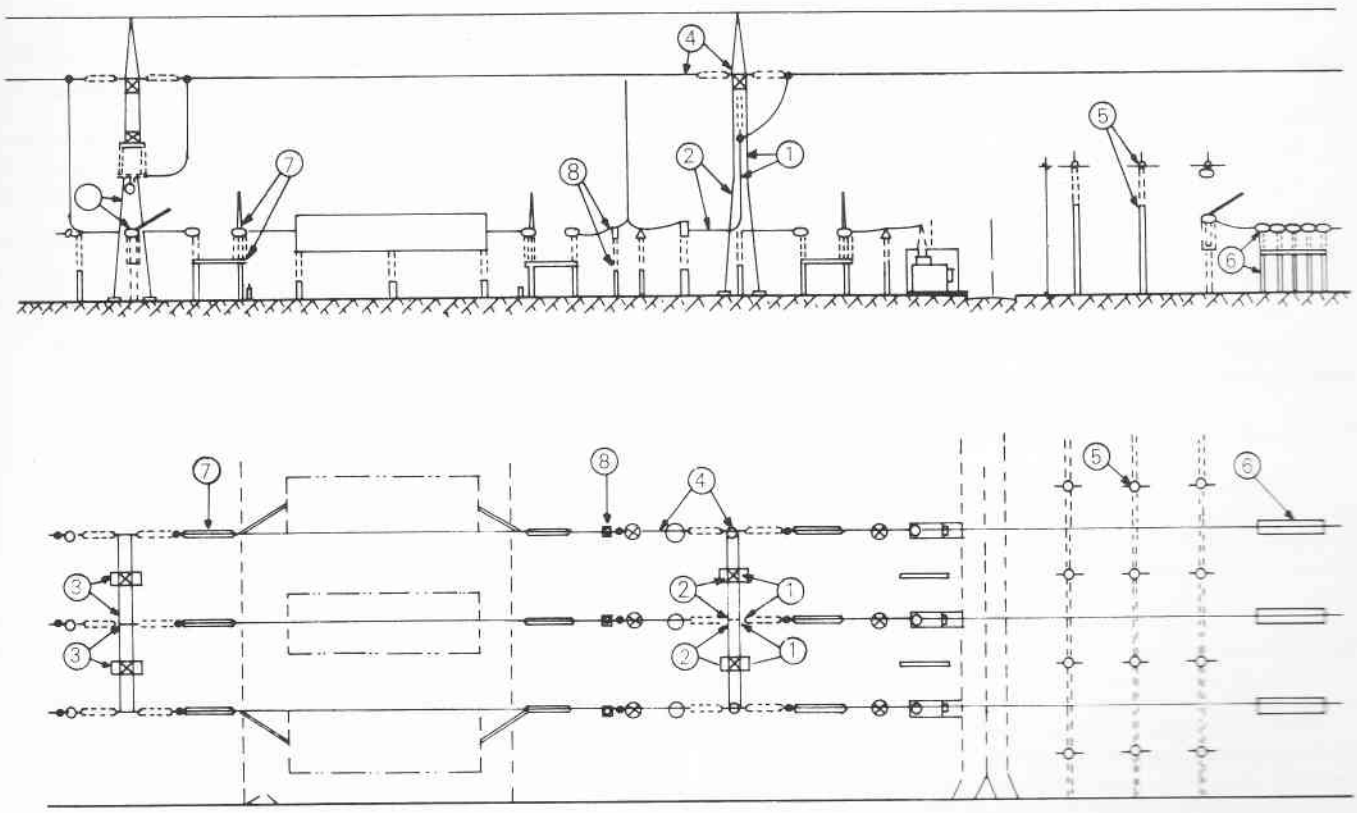


Figura 9.11 - Isolamentos Auto-Recuperantes em Subestações (Fase-Terra)

6 Método Estatístico Aproximado

Um meio alternativo para computar o risco de falha de n isolações em paralelo (de linhas ou subestações) é dado por:

— primeiramente calcula-se o risco para 1 "gap" pela expressão abaixo:

$$R = \int_0^{\infty} f_0(U) \cdot P_t(U)\, dU \qquad (9.25)$$

— assumindo-se ambas as distribuições como Gaussianas para $f_0(U)$ e $P_t(u)$, R pode ser escrito por:

$$R = [1 + \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{y} e^{-z^2/2}\, dz] =$$

$$= \frac{1}{2}[1 - \text{erf}\ (\frac{y}{\sqrt{2}})] \qquad (9.26)$$

Onde:

$$y = \frac{U_{50} - V_{50}}{\sqrt{\sigma^2 + \sigma_s^2}} \qquad \text{e}$$

erf = função erro

A probabilidade total de falha R_t para n "gaps" em paralelo é então dada por:

$$R_t = 1 - (1 - R)^n \qquad (9.27)$$

Visto que R pode ser obtido através de tabelas da função ERRO, este método não requer o uso de computador. Se o risco de falha R de um único "gap" for pequeno, pode-se ainda simplificar a expressão acima para:

$$R_t \approx nR$$

Observa-se que, nestas condições de risco de falha muito pequeno, a presente metodologia aproxima-se bastante do cálculo exato mostrado no item anterior. Caso contrário, ambas as metodologias apresentariam resultados diferentes: o método aproximado forneceria valores de probabilidade de falha maiores, já que assume que cada "gap" está sujeito a toda a distribuição de surtos independentemente dos outros "gaps".

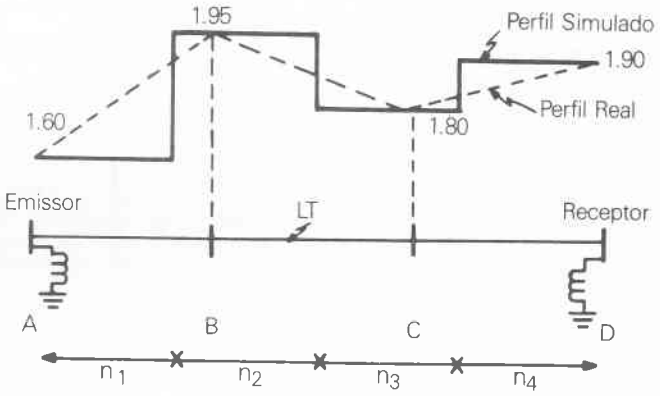
Por último observa-se que os métodos de cálculo do risco de falha mencionados até aqui foram desenvolvidos baseando-se na utilização de um perfil plano de sobretensões, ou seja, todos os n "gaps" em paralelo submetidos ao mesmo valor de sobretensões. Todavia, as linhas de transmissão quando sujeitas a surtos de manobra, devido a sua extensão, normalmente apresentam perfis de sobretensões do tipo indicado na Figura 9.12 Assim, para se obter o risco de falha para um determinado perfil de distribuições de sobretensões ao longo da linha, é necessário calcular a média ponderada dos riscos de acordo com a expressão abaixo:

$$R_{1_{perfil}} = \frac{n_1R_1 + n_2R_2 + \ldots + n_n R_n}{\sum_{i=1}^{n} n_i} \qquad (9.28)$$

Onde:

n_i - é o número de torres em paralelo de cada trecho submetido a um mesmo nível de sobretensão

R_i - é o risco de falha para determinado nível de sobretensão para o comprimento total da linha



A, B, C, D - Pontos de Medição

Figura 9.12 - Perfil de Sobretensões Considerado para Cálculo do Risco de Falha

As subestações submetidas a surtos de manobra praticamente apresentam o mesmo valor de sobretensão ao longo de sua extensão, uma vez que, para este tipo de surto, a subestação é vista como um ponto elétrico.

Já para o cálculo do risco de falha em subestações devido a sobretensões provocadas por descargas atmosféricas, o perfil real das sobretensões registradas no interior da mesma deve ser considerado de forma semelhante às linhas de transmissão.

7 Método "Shot-by-Shot"

É considerado como o mais exato dos métodos até então apresentados e basicamente consiste em calcular a probabilidade de falha do isolamento utilizando todas as sobretensões geradas a cada manobra ou a cada queda de uma descarga atmosférica.

Se o objeto em estudo é uma linha de transmissão, este método permite incluir de forma correta o perfil de sobretensões registradas nas diversas localidades ao longo da linha a cada manobra executada. Da mesma forma, sua utilização para o desempenho de subestações frente a descargas atmosféricas permite considerar o perfil das sobretensões registradas no seu interior.

Para a utilização desta metodologia no caso das linhas, é necessário que inicialmente sejam simulados em TNA (ou programa digital) os vários eventos que produzem surtos de manobra (energização de linhas, religamentos etc.). Cada uma dessas manobras deve ser executada várias vezes de acordo com determinada formulação estatística, sendo os valores de sobretensões registrados em alguns pontos ao longo da linha para cada uma dessas manobras. Neste método não é necessário computar a distribuição das sobretensões nestes pontos, visto que a probabilidade de falha é calculada individualmente para cada manobra. Dadas as características dos surtos de manobra, pode-se admitir que determinados trechos da linha são solicitados igualmente, bastando para isso subdividir a linha em trechos sujeitos ao mesmo surto de manobra, conforme é mostrado na Figura 9.12.

Neste método, para cada manobra é calculada a probabilidade de falha de um "gap" (ou torre) individual quando submetido a uma determinada sobretensão através da expressão que fornece o valor de P(U), ou seja:

$$P(U) = \frac{1}{\sigma_d\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{U} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{U-U_{50}}{\sigma_d}\right)^2\right] dU \qquad (9.29)$$

onde o valor de U_{50} é a tensão crítica de disrupção para determinado "gap" ou configuração.

Assim, a probabilidade de que em algum ponto ao longo da linha, pelo menos um "gap" (ou torre) apresente descarga pode ser computada, considerando-se todas as manobras envolvidas em determinada operação estatística e levando-se em consideração o perfil de sobretensões, através da relação:

$$R_t = \frac{\sum_{i=1}^{m}\left\{1 - \prod_{s=1}^{k}\left[1 - P(\bar{U}_{s,i};\bar{w}_s)\right]^{n_s}\right\}}{m} \qquad (9.30)$$

Onde:

$P(\bar{U}_{s,i};\bar{w}_s)$ - probabilidade de falha de 1 "gap" quando submetido à sobretensão U, no sgésimo trecho de linha para a igésima manobra.

n_s - número de "gaps" em paralelo no trecho s submetidos à mesma sobretensão U.

k - número de trechos em que a linha foi dividida.

m - número de operações de manobras executadas.

$\bar{w}_s$ - parâmetros que definem a suportabilidade dos "gaps" do sgésimo trecho quando sujeitos à solicitação U

A aplicação deste método no cálculo do risco de falha para subestações frente a surtos de manobra, que nestas condições pode ser vista como um ponto elétrico, reduz a metodologia a um único valor de sobretensão para cada manobra, aplicado a n "gaps" em paralelo.

O procedimento para o desempenho a surtos atmosféricos em subestações é idêntico ao adotado para as linhas de transmissão.

8 Cálculo do Risco de Falha Fase-Neutro e Fase-Fase Através do Método "Shot-by-Shot", levando em Consideração a Amplitude e a Forma de Onda

Os métodos estatísticos para cálculo do risco de falha enfocados até aqui são baseados somente na amplitude máxima das sobretensões, conseqüentemente picos diferentes do máximo são desprezados. A forma de onda do pico máximo também não é levada em consideração e é assumida igual ao impulso padrão com frente de onda crítica e sempre de mesma polaridade. Tais simplificações, contudo, podem introduzir um efeito significativo no cálculo do risco de falha. O método descrito a seguir, além de introduzir os parâmetros acima descritos, considera no cálculo do risco de falha total a composição dos riscos de falha fase-neutro e fase-fase de uma determinada estrutura.

Tal como anteriormente, a base deste método é determinar a probabilidade de falha do isolamento de uma

estrutura para cada operação de manobra de uma amostra estatística. Assim, para uma amostra de n operações de manobra, o risco de falha é determinado como sendo a soma das probabilidades de falha para cada operação de manobra dividida por n.

O procedimento para a determinação do risco de falha fase-neutro é a seguinte:

1 Determinar o pico máximo e aqueles considerados significativos (ou seja, aqueles que podem de certa forma contribuir no risco de falha).

2 Ajustar a forma de onda onde ocorreram o pico máximo e os picos mais significativos a impulsos equivalentes do tipo dupla exponencial ($U_1 = V_0 (e^{-t/T_1} - e^{-t/T_2})$ e determinar os tempos de crista para estas funções impulso.

3 Determinar os valores U_{50} e os respectivos σ para a forma de onda crítica das configurações estudadas e corrigi-los de modo a incluir o efeito do tempo-de-crista através de curvas U, determinadas em laboratórios de alta tensão, do tipo da contida na Figura 9.13.

4 Calcular as probabilidades de falha fase-neutro a partir das amplitudes registradas no item 1 em confronto com as respectivas suportabilidades determinadas no item 3.

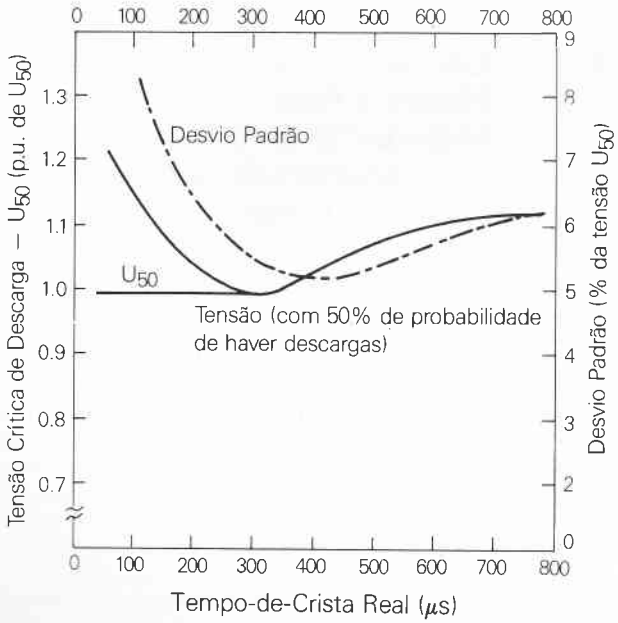


Figura 9.13 - Tensão Crítica de Descarga (U_{50}) e Respectivo Desvio Padrão em Função do Tempo-de-Crista - Surtos de Manobra [8]

Ocorrendo mais de um pico significativo, o risco de falha total por fase pode ser calculado levando em conta a probabilidade de falha de todos estes picos. Por exemplo, se um surto de manobra na fase A possui três picos positivos, cada um correspondendo às probabilidades de falha P_1, P_2 e P_3 respectivamente, a probabilidade de falha para cada operação será:

$P_{ag} = 1 - (1-P_1)(1-P_2)(1-P_3)$ e a probabilidade de falha para as 3 fases para uma dada operação será:

$$P_g^+ = 1 - (1-P_{ag})(1-P_{bg})(1-P_{cg}) \qquad (9.31)$$

De forma similar pode-se calcular a probabilidade de falha correspondente aos picos de polaridade negativa P_g^-. Portanto, a probabilidade de falha fase-terra total para uma dada operação de manobra é então:

$$P_{\phi n} = 1 - (1-P_g^+)(1-P_g^-) \qquad (9.32)$$

O procedimento para a determinação do risco de falha fase-fase é semelhante ao fase-neutro, ou seja:

1 Para cada operação de manobra determina-se a solicitação fase-fase mais severa e aquelas consideradas também significativas para o isolamento fase-fase.

2 Ajustar os surtos fase-fase a impulsos equivalentes e determinar o fator α, ($\alpha = U^-/U^- + U^+$, relação entre a tensão fase-terra de polaridade negativa e a tensão fase-fase), uma vez que a severidade do surto fase-fase depende tanto de sua amplitude como das magnitudes relativas das duas componentes fase-neutro U^+ e U^- que o compõem. As magnitudes relativas destas duas componentes são usualmente determinadas pelo fator α mencionado, o qual em conjunto com a amplitude do surto define a sobretensão fase-fase imposta a determinada isolação.

3 Determinar os valores U_{50} e os respectivos σ para a forma de onda crítica da configuração fase-fase, usando o fator α e corrigi-los de modo a incluir o efeito do tempo de crista através de curvas U, determinadas em laboratórios de alta tensão.

4 Calcular as probabilidades de falha fase-fase a partir das amplitudes registradas no item 1 em confronto com as respectivas suportabilidades determinadas no item 3.

A probabilidade de falha total fase-fase $P_{\phi\phi}$ para todas as solicitações severas e para as 3 fases é calculada como a probabilidade de falha fase-neutro.

Assim, a probabilidade de falha total do isolamento composto de uma estrutura (fase-neutro e fase-fase) correspondente a uma dada operação de manobra n pode ser determinada como se segue:

$$P_t = 1 - (1 - P_{\phi n})(1 - P_{\phi\phi}) \qquad (9.33)$$

O risco de falha final, baseado na população estatística n é:

$$R_t = \frac{\Sigma P_t}{n} \qquad (9.34)$$

Poder-se-ia ainda no cálculo da probabilidade de falha composta (Pt) desprezar aqueles picos que se constituem num evento único, ou seja, na ocorrência de sobretensões fase-neutro e fase-fase dentro de um pequeno intervalo de tempo, aproximadamente ± 2 milissegundos, somente se levaria em consideração no cálculo do risco de falha aquele que contribuísse para a maior probabilidade de falha.

9 Bibliografia

[1] Norma ABNT NBR8186 - Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento

[2] The Principles and Practice of Insulation Coordination Canadian Standards Association - Committee C308.

[3] Esmeraldo P.C.V., Nora Dias L.E., Guimarães E.B. - "Desempenho de Linhas de Transmissão quanto a Surtos de Manobra - Parte I e II" - IV SNPTEE, Rio de Janeiro - 1977

[4] W. Diesendorf - "Insulation Coordination in High Voltage Electric Powe Systems" - Butterworth & Co. 1974.

[5] IEC - 71 - 2 - "Insulation Coordination Application Guide" - 1976

[6] L. E. Nora Dias, O. Kastrup Filho et Alii "Coordenação de Isolamento das Subestações do Sistema de Transmissão de Itaipu", IV SNPTEE, Rio de Janeiro - 1977.

[7] O. Kastrup Filho, José A. Jardini et Alii "Subestação de 500 kV da Eletrosul Coordenação de Isolamento" IV SNPTEE, Rio de Janeiro - 1977.

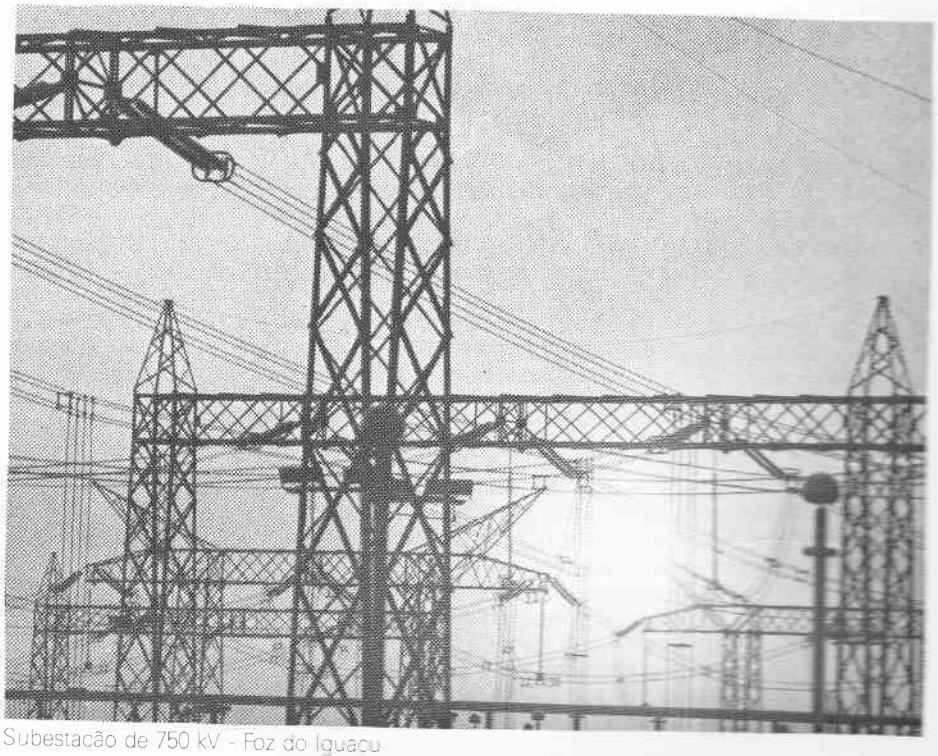
[8] L. A. Snider - "A Method for Determination of Risk-of-Flashover Taking Into Account Switching Surge Waveshape" - CIGRÉ Symposium - SC 33 - Montreal, June - 1975.

[9] J. J. Archambault et alli - "Insulation Coordination Standardization - An Application Guide" - Canadian Electrical Association - March - 1972.

Capítulo 10

Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a Ar

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Roberto Vaisman
Claudio dos Santos Fonseca



Subestação de 750 kV - Foz do Iguaçu

1 Introdução

A coordenação de isolamento de uma subestação isolada a ar (subestação convencional) implica na seleção e na especificação:

a. da tensão suportável nominal a impulso atmosférico (BIL) e de manobra (BSL) de todos os equipamentos da subestação.

b. das distâncias de isolamento fase-neutro e fase-fase.

c. do valor nominal, quantidade e locação dos pára-raios.

d. das distâncias de escoamento das porcelanas, baseado nas condições de contaminação, calculando-se o BIL e o BSL.

e. dos "gaps" protetores nos disjuntores (quando estiverem abertos), ou recomendar o uso de pára-raios.

Como na coordenação de isolamento de linhas de transmissão, a de subestações pode ser também tratada através de métodos determinísticos ou estatísticos.

Embora os surtos de manobra devam ser considerados nestes estudos, são os surtos atmosféricos que assumem a principal importância, uma vez que eles são transmitidos para o interior da subestação pelas linhas de transmissão.

Assim, nos estudos de coordenação de isolamento das subestações, uma avaliação detalhada dos surtos incidentes deve ser levada a termo, no tocante a sua magnitude, forma e probabilidade de ocorrência.

Com relação ao item c) acima, no caso dos transformadores, por se tratar de equipamento com isolação interna não auto-recuperante, os pára-raios devem ser localizados o mais próximo possível deste equipamento, de modo a prover uma proteção perfeita.

É recomendável que o item e) preceda os demais, de modo a se evitar um estudo muito extenso e complexo. Deste modo, se pára-raios forem alocados em cada entrada de linha, eles devem assim permanecer ao longo dos demais estudos.

A seguir serão mostrados os passos envolvidos na determinação dos requisitos para descargas atmosféricas, e posteriormente os requisitos para surtos de manobra. Estes dois aspectos, quando considerados simultaneamente, resultarão num conjunto coordenado de especificações.

2 Isolamento a Impulso Atmosférico

2.1 Sobretensões Atmosféricas

Os equipamentos de uma subestação podem ser submetidos a elevadas sobretensões devido à ocorrência de descargas atmosféricas originadas tanto por descarga direta na subestação, como por queda direta (nos condutores fase) ou indireta em uma das linhas que chegam à subestação. Por queda indireta deve-se entender aquelas que atingem o cabo pára-raios da linha e, posteriormente, provocam uma descarga através da cadeia de isoladores do condutor fase devido à elevação de tensão na torre em relação à tensão na fase.

Deve-se notar que, nas subestações, a ocorrência de falhas na isolação devido a descargas que atingem o sistema de proteção (cabos pára-raios e mastros) é praticamente nula, por causa da baixa resistência da malha de terra, a qual reduz rapidamente o potencial no topo dos pórticos, impedindo descargas através das cadeias de isoladores.

A ocorrência de descargas atingindo diretamente os condutores no interior das subestações é um evento extremamente raro, uma vez tendo sido a sua proteção feita adequadamente com cabo pára-raios e mastros. A eficiência destes esquemas de proteção depende acima de tudo do grau de proteção da área dentro da subestação. Os parâmetros que se seguem são os que influenciam diretamente na escolha da proteção contra as descargas diretas:

— escolha de cabos pára-raios horizontais ou hastes considerando requisitos elétricos, mecânicos e estéticos

— altura do cabo pára-raios acima do solo e altura efetiva acima do equipamento

— número e locação dos cabos pára-raios e hastes incluindo suportes

Para se determinar o grau de eficiência da proteção, tal estudo deve ser realizado através do modelo eletrogeométrico, utilizando-se a técnica de Monte Carlo, determinando-se a probabilidade de falha para determinada configuração.

O modelo eletrogeométrico apresentado no capítulo 4, utilizado nos estudos de desempenho de linhas de transmissão, é uma aproximação bidimensional obtida a partir de um plano vertical perpendicular à linha. Para a sua utilização na determinação do esquema de proteção da subestação, fica evidente que um enfoque tridimensional generalizado é requerido, visto que as subestações têm limites dimensionais em todas as três coordenadas do sistema retangular cartesiano. A extensão do modelo a três dimensões requer que o ângulo de aproximação seja considerado um ângulo sólido de uma forma análoga ao ângulo bidimensional.

Na análise tridimensional, o termo distância de incidência dá lugar a outro, raio da esfera de incidência, conservando as mesmas características. Para melhor compreender este conceito, admita que um grupo de condutores está localizado em uma área de largura igual a $2d_1$ e que a seção do barramento de comprimento $2d_2$ deva ser blindada por 4 mastros localizados nos vértices desse retângulo, como mostra a Figura 10.1. A superfície formada pelas esferas de incidência dos 4 mastros, para determinada corrente de raio, consiste em 4 segmentos de 4 esferas centradas nos topos dos 4 mastros e com raios iguais a r_s. O ponto mais baixo desta superfície é o ponto M correspondente ao centro dos 4 mastros e, portanto, para descargas se aproximando desta área, os requisitos necessários para a blindagem de seções do barramento lá localizado são conseqüentemente determinados por este ponto. Para a blindagem efetiva de um ponto P neste barramento, a uma altura h acima do solo e a uma distância X da borda da área protegida, a mínima elevação b para os mastros acima do ponto P deve ser tal que:

$$\frac{b}{d} = \frac{r_s}{d} - \sqrt{\left(\frac{r_s}{d}\right)^2 - 1} \qquad (10.1)$$

Onde:

$$d = \sqrt{d_1^2 + X^2} \qquad (10.2)$$

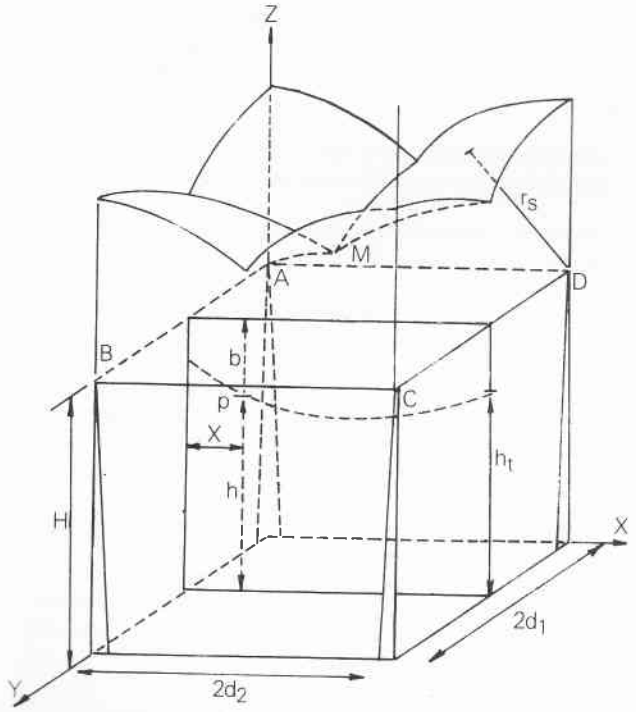


Figura 10.1 - Proteção de uma Área por 4 Mastros

A blindagem dos diferentes pontos ao longo do barramento deve ser verificada usando as equações 10.1 e 10.2. Se o objetivo é blindar um equipamento com uma altura h uniforme ao longo desta área, basta se projetar para uma blindagem efetiva o ponto correspondente ao centro dos 4 mastros (ponto M), ou seja:

$$d = \sqrt{d_1^2 + d_2^2} \qquad (10.3)$$

Se a proteção for feita por cabos pára-raios ao invés de mastros, a superfície de blindagem resultante é formada pela superposição das várias esferas (uma esfera para cada elemento infinitesimal do cabo pára-raios), resultando uma superfície cilíndrica, completada com duas semi-esferas nas extremidades do cabo pára-raios, como mostra a Figura 10.2.

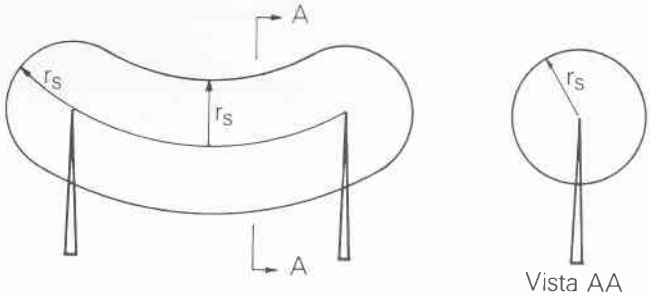


Figura 10.2 - Área Protegida por Cabo Pára-Raios

Com a definição destes esquemas de blindagem para as subestações, praticamente só podem ocorrer sobretensões de origem atmosférica devido a descargas atingindo as linhas de transmissão, originando, neste caso, surtos de tensão que se propagam por estas linhas até atingir as subestações. Os dois tipos de descargas são:

2.1.1. Descargas Diretas

Com a utilização de cabos pára-raios ao longo de toda a linha de transmissão formando um esquema de blindagem aos condutores, somente as descargas atmosféricas de menor intensidade é que os poderão atingir diretamente. Através do modelo eletrogeométrico descrito no capítulo 4, pode-se conhecer quais são as regiões expostas a cada valor de descarga, sendo possível então determinar a máxima corrente que pode atingir os condutores de fase.

O modelo eletrogeométrico se baseia no último salto da descarga piloto, chamado de distância de incidência, que pode ser na direção do cabo pára-raios, do condutor

ou da terra, dependendo da que apresentar a menor distância em relação à ponta da descarga. Esta distância de incidência é função apenas da corrente de raio.

O modelo eletrogeométrico é estabelecido, para as diversas intensidades de corrente, com as distâncias de incidência referenciadas à geometria da linha de transmissão em vez de referenciadas à ponta da descarga piloto, como mostra a Figura 10.3. Assim, é possível determinar para que intensidade de corrente poderão ocorrer falhas de blindagem. Deve-se ter em mente que estas falhas de blindagem podem ou não provocar o desligamento das linhas.

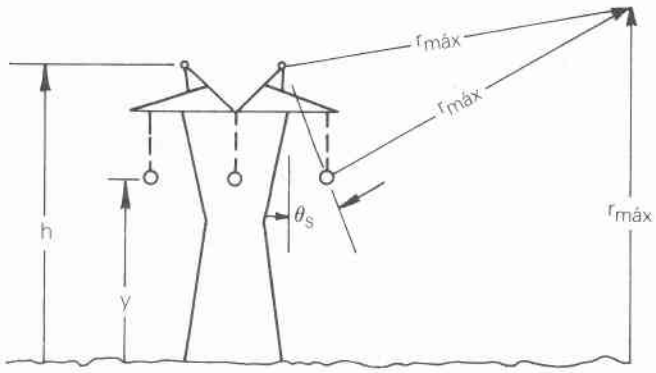


Figura 10.3 - Geometria da Torre, Mostrando os Parâmetros para Cálculo da Falha de Blindagem

A máxima distância de incidência ($r_{máx}$) relativa à máxima corrente que atinge os condutores pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$r_{máx} = \frac{h + y}{2(1\text{-sen}\theta_S)} \qquad (10.4)$$

Onde:

$r_{máx}$ = máxima distância de incidência em metros

h = altura do cabo pára-raios

y = altura do cabo fase

θ_S = ângulo de proteção

Conforme é mostrado no capítulo 4, a corrente máxima que atinge o cabo fase é função da máxima distância de incidência, sendo estas duas grandezas relacionadas pela expressão 10.5.

$$r_{máx} = 9{,}0 \cdot I_{máx}^{0{,}65} \qquad (10.5)$$

Onde:

$r_{máx}$ = distância máxima de incidência em metros

$I_{máx}$ = corrente máxima que incide no condutor fase (kA)

Conhecendo-se a geometria da torre (parâmetros h, y, θ_S) calcula-se, através da fórmula 10.4, a distância máxima de incidência ($r_{máx}$), a partir da qual, através da fórmula 10.5, calcula-se a corrente máxima que incide sobre o condutor fase ($I_{máx}$).

Com a corrente máxima de incidência ($I_{máx}$), e conhecendo-se a impedância de surto do condutor fase (Z_S) pode-se calcular a sobretensão máxima, que se propagará sobre a linha e incidirá na subestação, provocada por uma queda direta:

$$V_{máx} = I_{máx} \cdot \frac{Z_S}{2} \qquad (10.6)$$

Onde:

$V_{máx}$ = sobretensão máxima que incidirá na subestação (kV)

$I_{máx}$ = corrente máxima de incidência (kA)

Z_S = impedância de surto da linha (ohms)

A impedância de surto da linha pode ser calculada através do conhecimento da geometria da linha, através da expressão 10.7:

$$Z_S = 60 \cdot ln \frac{2.H}{R} \text{ ohms} \qquad (10.7)$$

Onde:

H = altura média do condutor fase na linha

R = raio equivalente do condutor fase

A altura média do condutor fase na linha pode ser determinada pela fórmula:

$$H = y - \frac{2}{3}(y - y') \qquad (10.8)$$

Onde:

y = altura do condutor fase na torre

y' = altura do condutor fase no meio do vão

H = altura média do condutor fase na linha

2.1.2 Descargas Indiretas

As descargas atmosféricas de intensidade maior do que $I_{máx}$ (corrente máxima calculada através do modelo eletrogeométrico que pode atingir os condutores) serão sempre desviadas para os cabos pára-raios ou para a terra.

As sobretensões provocadas por estas descargas que vierem a atingir o topo da torre ou cabo pára-raios podem acarretar descargas através da cadeia de isoladores. Elas são funções da magnitude da corrente de descarga, da impedância de surto dos cabos pára-raios, da impedância de surto da torre e da resistência de pé de torre. A tensão que se estabelece através da cadeia de isoladores é também função do fator de acoplamento entre os cabos pára-raios e os condutores fase, visto que, devido ao acoplamento existente entre ambos, aparecerá no condutor uma tensão induzida de mesma polaridade, como mostra a Figura 10.4, de valor igual a:

$$V_C = KV_T \qquad (10.9)$$

onde K é o fator de acoplamento entre o cabo pára-raios e o condutor de fase. A tensão que aparece através da cadeia de isoladores é então expressa por:

$$V_S = V_T (1 - K) \qquad (10.10)$$

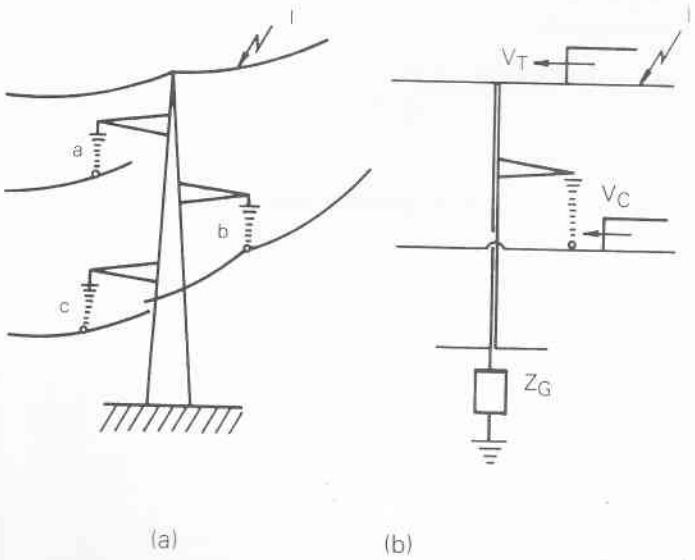


Figura 10.4 - Queda da Descarga Atmosférica no Cabo Pára-Raios (Descarga Indireta)

Se esta tensão for maior que a tensão crítica de descarga da cadeia de isoladores (U_{50}), haverá o disparo através dos isoladores. Portanto, a tensão que irá atingir a subestação dependerá, não só dos parâmetros acima, mas também da tensão de suportabilidade da cadeia de isoladores.

Para fins ilustrativos, mostra-se na Figura 10.5 a variação da tensão nos terminais da cadeia de isoladores como função da resistência de pé de torre, para uma corrente de descarga de 100 kA de pico e com tempo de crista variável, conforme estudo apresentado na referência [12].

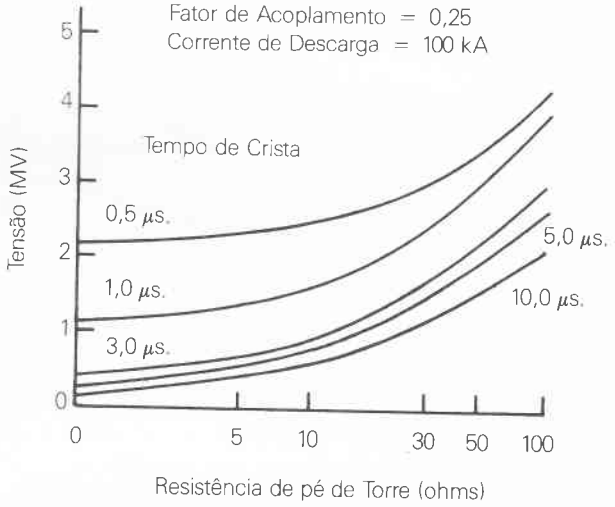


Figura 10.5 - Tensão Através da Cadeia de Isoladores em Função da Resistência de Pé de Torre [2]

Em ambos os casos (descargas diretas ou indiretas), uma onda irá se deslocar pelo cabo fase em direção à subestação, sofrendo redução da amplitude e distorção da forma de onda devido tanto ao acoplamento com o cabo para-raios como ao efeito corona.

Assim, somente as descargas que atingem as linhas em locais próximos à subestação (cerca de 10 km) poderão acarretar sobretensões elevadas no seu interior.

A onda que trafega pelo cabo pára-raios e produz o aparecimento de ondas de tensão acopladas nos condutores fase é na realidade uma composição de diversos modos de propagação, podendo cada um desses modos apresentar velocidades diferentes. Este efeito (velocidades diferentes) introduz uma distorção no surto que, apesar de parecer ser uma atenuação, não deve ser confundida como tal. A Figura 10.6 ilustra este detalhe para um circuito com somente dois condutores, ou seja, com dois modos de propagação, ressaltando que as ondas apresentando velocidades diferentes causam a separação dos componentes à medida que vão se propagando.

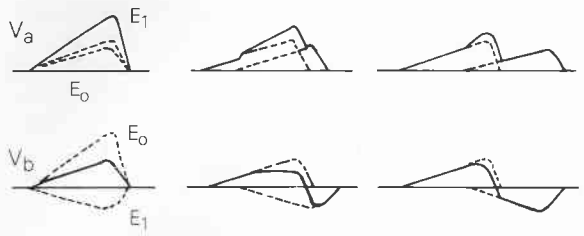


Figura 10.6 - Exemplo de Distorção Provocada pela Separação das Ondas de Diferentes Velocidades

Neste caso, a tensão que aparece no condutor a e a tensão acoplada no condutor b são expressas por:

$$V_a = E_0 + E_1$$

$$V_b = E_0 - E_1 \qquad (10.11)$$

Sendo E_0 e E_1 os dois modos de propagação.

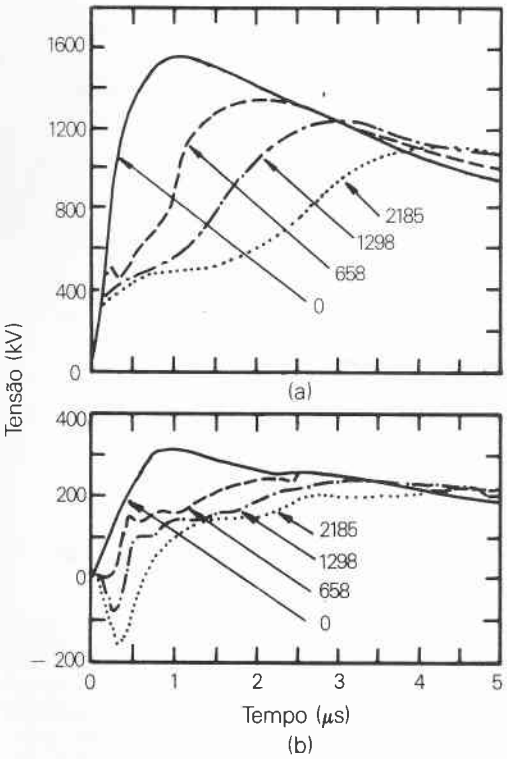


Figura 10.7 - Distorção Observada por Wagner na Forma de Onda do Surto de Tensão à Medida que este se Propaga (valores em metros) [14]

Apesar dos diversos trabalhos na literatura internacional apresentarem os dois efeitos separadamente, ou seja, a distorção causada pelo efeito corona e a distorção devida a ondas com diferentes velocidades de propagação, todos os testes apresentados para comprovar a influência do corona foram conduzidos em configurações bifásicas [14] ou trifásicas [13], existindo portanto, em função dos acoplamentos entre as fases, diferentes modos de propagação com diferentes velocidades. O que pode ser comprovado através da Figura 10.7b, reproduzida da referência [14], onde está indicado que, à medida que a distância percorrida pelo surto aumenta, mais evidente fica no condutor onde aparece a tensão acoplada o efeito das diferentes velocidades de propagação.

Logo, conclui-se que é difícil indicar separadamente qual é a distorção causada por efeito corona e a causada pela propagação de ondas com diferentes velocidades, a menos que comparações sejam realizadas em condutores monofásicos.

2.2 Descrição da Metodologia

O problema de coordenação de isolamento frente a surtos atmosféricos em uma subestação pode ser solucionado usando dois métodos: convencional (ou determinístico) e estatístico.

O método convencional consiste em se determinar a sobretensão máxima esperada na subestação (causada por descargas diretas ou indiretas) e a partir da qual, aplicando um fator a título de margem de segurança, estabelece-se a suportabilidade para surtos atmosféricos. Normalmente o seguinte critério é utilizado.

$$\frac{\text{Nível de Isolamento a Impulso}}{\text{Máxima Sobretensão}} = 1{,}25$$

Este método pressupõe o cálculo dos valores máximos das descargas atmosféricas esperadas, tais como, por exemplo, máxima magnitude da corrente do raio, tempo de frente mínimo, e a determinação das piores condições que o raio poderia encontrar, ou seja: resistência de pé de torre elevada, coincidência do pico da tensão operativa e ainda a mais desfavorável configuração da subestação.

O valor da sobretensão máxima ($V_{máx}$) (expressão 10.6) incidente nas subestações devido a descargas diretas nas linhas de transmissão terá um limite superior que é o valor máximo da suportabilidade a impulso do isolamento da linha (cadeias de isoladores ou espaçamentos em ar), que pode ser expressa por:

$$V_{sup} = U_{50}\,(1 + 3\sigma) \qquad (10.12)$$

Isto é, não se terão ondas incidentes na subestação maiores que o V_{sup}. Em estudos mais detalhados pode-se ainda considerar que a suportabilidade da cadeia varie de

acordo com sua característica V x t. Neste caso a tensão máxima desenvolvida pelo surto atmosférico deverá atender um compromisso entre o modelo eletrogeométrico e a suportabilidade da cadeia.

Da expressão tem-se que:

V_{sup} = sobretensão máxima trafegante na linha

U_{50} = tensão crítica de descarga

σ = 3% (desvio padrão para impulsos atmosféricos)

Já no caso das descargas indiretas deve-se utilizar o maior valor de corrente possível de acontecer; normalmente empregam-se valores de baixa probabilidade, ou seja, cerca de 150 a 200 kA com tempo de crista mínimos (de 0,5 a 1,0 μs). Também a característica dos tempos-de-descarga (V x t) deve ser considerada, já que o disparo da cadeia de isoladores é função da frente de onda da tensão que se desenvolve através dela.

O surto incidente, ao chegar à subestação, sofre reflexões e, quanto maior o número de circuitos, menores as sobretensões resultantes na subestação. A Figura 10.8 ilustra uma subestação típica de 500 kV e as respectivas sobretensões no seu interior, provocadas por uma descarga indireta com uma corrente de 150 kA.

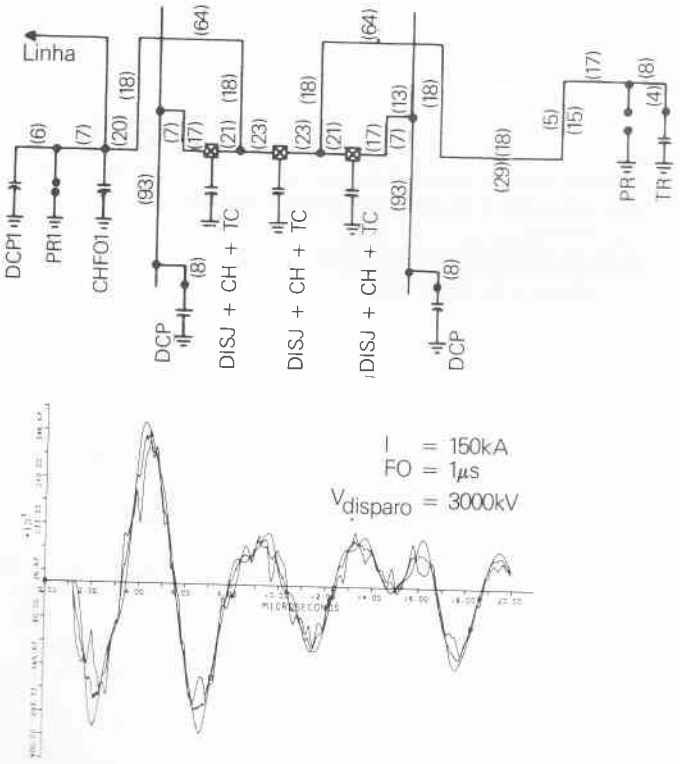


Figura 10.8 - Sobretensões Atmosféricas Devidas a Descarga Indireta em Subestação Típica de 500 kV

Em um estudo conservativo deve-se trabalhar com o menor número de circuitos na subestação para se obterem sobretensões maiores. Em uma subestação de interligação e transformação (Figura 10.9a), devem-se estudar as seguintes contingências:

- operação com duas linhas (Figura 10.9b)
- operação com uma linha e um transformador (Figura 10.9c)

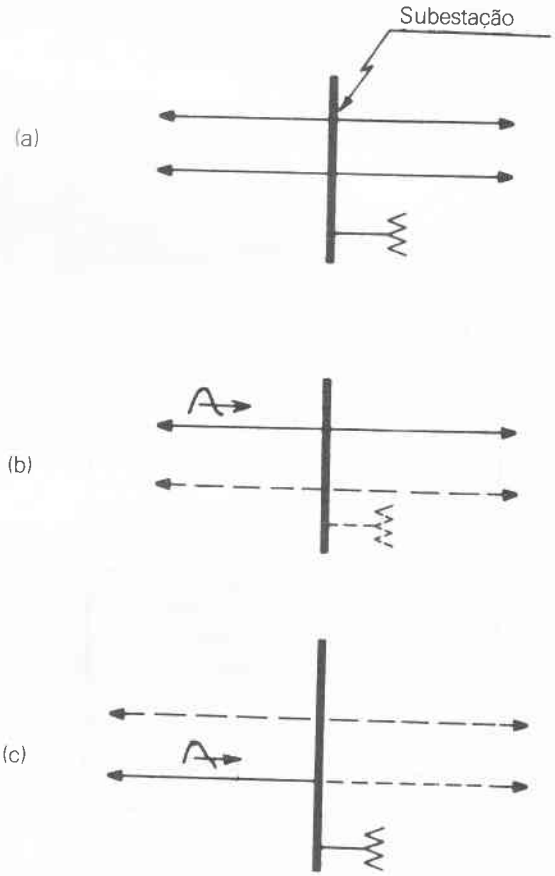


Figura 10.9 - Configurações a Serem Estudadas

Quando há descargas atmosféricas múltiplas na linha, com vários raios no mesmo canal precursor, o primeiro raio pode provocar um curto na linha e a conseqüente abertura de seus disjuntores; o segundo raio ou outro qualquer, se cair na linha, poderá atingir a subestação com o disjuntor ainda aberto, mesmo se ela tiver religamento rápido. Nesta condição, com o disjuntor aberto, sobretensões elevadas solicitam não só a parte da subestação submetida a este surto, como também o próprio disjuntor.

Embora a probabilidade deste evento seja baixa, pode-se considerar a possibilidade de proteger o disjuntor instalando-se pára-raios em ambos os lados do mesmo ou então centelhadores. A primeira solução (pára-raios) tem a vantagem de fornecer uma melhor proteção, porém com um custo mais elevado. O uso de centelhadores é uma solução mais barata, porém deve-se atentar para o fato de que o espaçamento do mesmo deve ser suficientemente grande para que não ocorram descargas quando o disjuntor estiver fechado, e ser suficientemente pequeno afim de prover proteção ao disjuntor na sua condição de aberto.

A Figura 10.10 compara os valores de sobretensões com e sem disjuntores abertos.

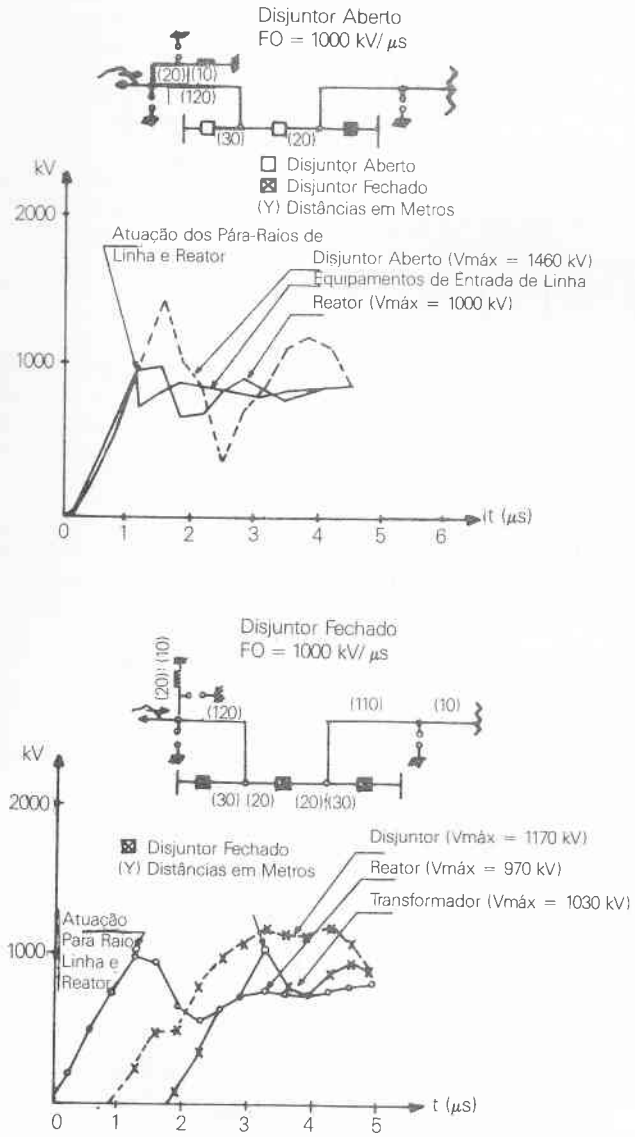


Figura 10.10 - Exemplo de Sobretensões com o Disjuntor Aberto e Fechado [3]

Na determinação da sobretensão máxima através de programas digitais de ondas trafegantes são normalmente utilizados os seguintes parâmetros, e sempre que possível deve-se realizar uma análise de sensibilidade no sentido de obter resultados mais confiáveis quando determinado parâmetro não é conhecido:

- velocidade de propagação dos surtos;
- tensão nominal;
- magnitude dos surtos;

  com disjuntor aberto (considerar magnitude das descargas múltiplas)
  com disjuntor fechado

- frente de onda dos surtos;
- forma de onda dos surtos (se onda plena ou cortada);
- configuração detalhada da subestação - distâncias dos barramentos e conexões;
- acoplamento entre condutores e cabos pára-raios;
- impedância característica das linhas e torres;
- resistência de aterramento das torres;
- capacitância dos disjuntores;
- capacitância de divisores capacitivos de potencial;
- capacitância de buchas de transformadores;
- características dos pára-raios de "gap" ativo ou óxido de zinco

  tensão nominal
  tensão de descarga a impulso
  característica V x I

Entre os diversos aspectos a serem abordados, deve-se observar a influência da:

- operação de diversos disjuntores (diferentes configurações);
- operação com e sem pára-raios de linha:
- aumento das distâncias de separação entre pára-raios e transformador ou reator;

A Figura 10.11 ilustra alguns dos aspectos mencionados acima.

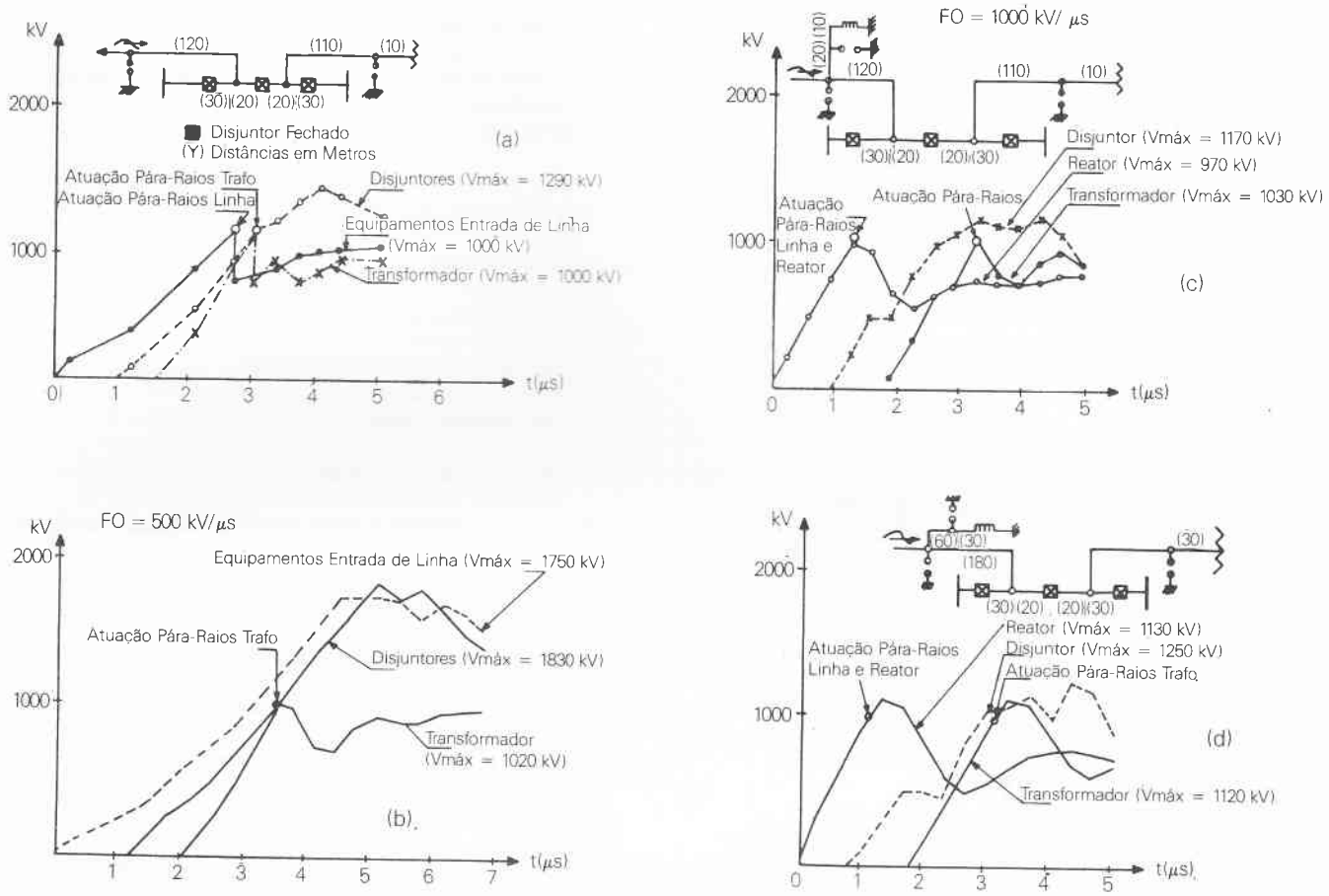


Figura 10.11 - Sobretensões com (a) e sem (b) Pára-Raios de Linha e com Distâncias Diferentes no Interior da SE (c) e (d) [3]

Com relação à utilização do método convencional, pode-se concluir que, dadas a suas características determinísticas, com a escolha de níveis de isolamento baseados em margens de segurança acima das máximas sobretensões esperadas, pode-se levar a isolação da subestação a um superdimensionamento.

O método estatístico, por outro lado, leva em consideração a freqüência de incidência de sobretensões, ou seja, a distribuição real das sobretensões. Conseqüentemente, a isolação é projetada de tal forma que os riscos da mesma falhar fiquem abaixo de determinado valor, tido como aceitável sob o ponto de vista das conseqüências que uma falha pode causar a um equipamento ou à continuidade de serviço.

O cálculo do risco é geralmente expresso por uma integral através da expressão 10.13, conforme mostra a Figura 10.12.

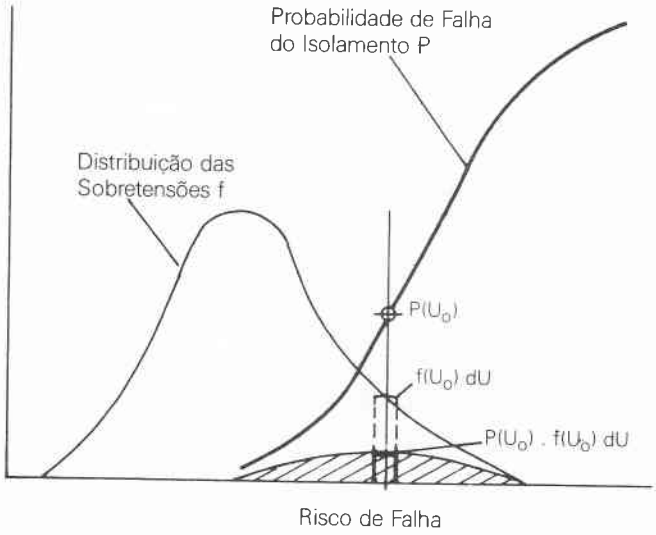


Figura 10.12 - Cálculo do Risco de Falha

$$R = \int P(u) \times f(u)\, du \qquad (10.13)$$

onde P(u) é a probabilidade de haver descarga na subestação e f(u) é a distribuição das sobretensões às quais a isolação está sujeita.

Com o propósito de levantar a distribuição das sobretensões, é essencial determinar a probabilidade de ocorrência (expresso como o número médio de eventos esperados dentro de determinado período de tempo) com respeito a cada tipo de evento (descargas diretas ou indiretas) capaz de produzir sobretensões provocadas por descargas atmosféricas. O risco é então expresso pela soma, contendo todos os tipos possíveis de solicitação, dos produtos da probabilidade de ocorrência pela probabilidade de falha.

A partir disso, para manter o risco abaixo de um nível aceitável, duas medidas podem ser tomadas:

a. Solicitações na isolação podem ser reduzidas, melhorando-se o desempenho quanto às descargas atmosféricas nos primeiros quilômetros da linha.

b. O BIL da subestação pode ser aumentado.

Para melhor entendimento do item a, deve-se ter em mente que a solicitação imposta à subestação, devida ao surto de tensão resultante de uma descarga diretamente sobre o condutor fase, pode ser substancialmente reduzida se for utilizada uma blindagem apropriada principalmente nas imediações das subestações. Para isso usualmente os cabos pára-raios, que são os responsáveis por esta blindagem, são até duplicados no sentido de aumentar ainda mais a proteção na entrada da subestação. Quanto às solicitações devidas a descargas indiretas, estas também podem ser grandemente reduzidas se as resistências de pé de torre das linhas também o forem, diminuindo conseqüentemente o número de falhas nas linhas devido a este tipo de descarga.

2.2.1 Risco de Falha Aceitável para a Isolação da Subestação

O risco de falha aceitável para a isolação é expresso em termos do número médio de falhas esperadas dentro de determinado período de tempo (por exemplo 100 anos) com relação a um dado componente da rede.

No caso das subestações, podem-se apontar duas configurações básicas com os disjuntores abertos ou fechados, as quais têm diferentes durações e para as quais as solicitações devidas a descargas atmosféricas são também diferentes.

A Tabela 10.1 mostra um exemplo de como a escolha do número aceitável de falhas em determinado período de tempo afeta o risco associado a cada descarga atmosférica na linha perto da subestação. Como pode ser observado, na configuração com disjuntores abertos, valores de riscos elevados são aceitáveis para cada descarga atmosférica, por causa da raridade desse tipo de configuração.

2.2.2 Cálculo do Risco de Falha

Para calcular o risco de falha é necessário primeiramente, como já foi mencionado, determinar a distribuição f(u) das sobretensões às quais a subestação está sujeita.

TABELA 10.1 — Exemplo de Escolha do Risco de Falha Aceitável para Duas Configurações Básicas Considerando 90 Descargas Atmosféricas por Ano por 100 km de Linha

Disjuntor de Linha	Duração das Duas Configurações Básicas da Coluna 1	Número de Descargas que Atingem Cada Configuração nos Primeiros 10 km de Linha Durante os 100 anos	Número de Falhas Aceitáveis por Saída de Linhas Durante os 100 anos	Risco de Falha para Cada Descarga Atmosférica
Aberto	1 ano	9	1	1/9
Fechado	100 anos	900		1/900
Aberto	1 ano	9	0,1	1/90
Fechado	100 anos	900		1/9000

A solicitação à subestação está condicionada pelo evento da descarga, a qual, conforme já foi visto, é caracterizada por grande número de variáveis aleatórias, das quais as seguintes são as mais significativas:

a. Tipo da descarga (direta ou indireta)

b. Distância da descarga à subestação

c. Condição do isolamento da linha - este aspecto é de fundamental importância, uma vez que afeta a suportabilidade do "gap" condutor - torre.

d. Atenuação devido ao efeito corona

e. Magnitude das várias descargas

f. Frente de onda e cauda das descargas

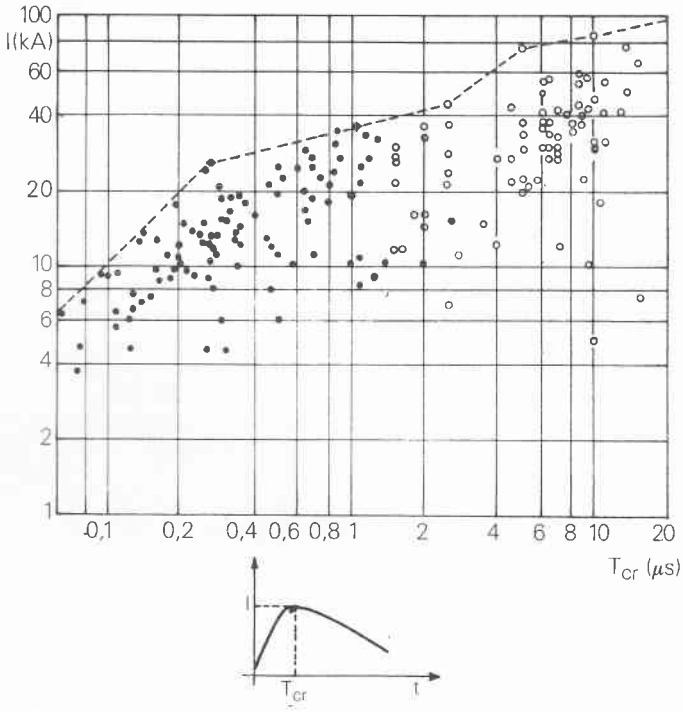
g. Várias descargas em seqüência

h. Tensão operativa no instante da descarga

Outro fato que é decisivo para a utilização das informações disponíveis em descargas atmosféricas, de forma que se possa produzir um estudo estatístico, é o problema de especificar a freqüência relativa de uma descarga atmosférica de uma dada forma. A literatura no assunto indica as probabilidades das distribuições para os vários parâmetros que descrevem a descarga. Mas o fato é que elas são distribuições de variáveis aleatórias produzidas de forma independente.

O problema é que no método estatístico é utilizada a técnica de Monte Carlo, ou seja, é feita uma estimativa, dentre diversas outras, para a intensidade da corrente de descarga, obtida a partir de uma distribuição de amplitudes de corrente, e depois o mesmo é feito para a definição do tempo de crista, fazendo-se uso de uma distribuição de tempos de crista obtida experimentalmente. Assim, por exemplo, pode acontecer de se estabelecer uma descarga de 200 kA com um tempo de crista de 1 μs, o que é fisicamente improvável de ocorrer, a qual levaria erroneamente a valores de risco de falha mais elevados.

Assim, para recompor a forma de onda da descarga atmosférica em termos probabilísticos, é necessário pelo menos fazer uso de coeficientes de correlação entre os vários parâmetros, sendo um dos mais importantes a correlação da amplitude com o tempo de crista. Para ajustar uma correlação entre estes dois parâmetros bastaria, por exemplo, obter essa correlação na faixa de maior interesse, a qual é a de tempos de crista pequenos com correntes relativamente altas. Por exemplo, na Figura 10.13 observa-se uma linha de demarcação com uma significativa inclinação, além da qual nenhum outro registro experimental foi feito.



o primeiras descargas atmosféricas
• descargas subseqüentes
---- limite dos dados registrados

Figura 10.13 - Distribuição Conjunta Amplitude do Raio x Tempo de Crista [4]

Com respeito à simulação de uma descarga atmosférica, as seguintes conclusões podem ser observadas:

a. As simplificações necessariamente introduzidas na estatística que descreve a descarga atmosférica, que estão disponíveis na literatura, são inadequadas para o cálculo do risco de falha por duas razões: primeiramente porque a forma de onda da descarga atmosférica é estabelecida através de distribuições independentes para a amplitude e para o tempo de crista. Contudo, esta dificuldade pode ser ultrapassada se for considerado um coeficiente de correlação entre estes dois parâmetros, pelo menos na faixa das maiores amplitudes. Em segundo lugar, porque as distribuições obtidas de observações para estes dois parâmetros apresentam poucos registros nos seus extremos e, portanto, as distribuições teóricas utilizadas para reproduzí-las podem introduzir erros consideráveis no risco de falha devido à representação não muito correta na faixa de baixa probabilidade de ocorrência destes parâmetros, nos extremos das distribuições.

b. A única forma, para o momento, que parece possível, é usar os dados experimentais considerando-os uma amostra extraída de um universo de possíveis descargas atmosféricas para utilização no método de Monte Carlo.

3 Isolamento a Impulso de Manobra

3.1 Isolação Não Auto-Recuperante

Os equipamentos classificados como possuindo isolação não auto-recuperante (enrolamentos de transformadores de potência e reatores) são aqueles cuja isolação não recupera totalmente suas características dielétricas após a ocorrência de uma descarga disruptiva. Para estes equipamentos, tensões de frente de onda íngreme, como as devidas ao reacendimento em equipamentos de manobra, podem produzir distribuições de tensão não-lineares nos enrolamentos como as causadas por surtos atmosféricos. Assim, equipamentos projetados para suportar somente ensaios de ondas plenas são vulneráveis, até certo ponto, a surtos de grandes amplitudes cortados em suas vizinhanças, devido a solicitações internas, desenvolvidas entre espiras e bobinas adjacentes, superiores às resultantes de uma onda plena.

Além das graves conseqüências de interrupção da continuidade de serviço por defeitos nos reatores e, principalmente, nos transformadores, os elevados custos destes equipamentos recomendam que se adote um critério mais rígido na determinação de seus níveis de isolamento. Assim, os níveis de isolamento a impulso de manobra para transformadores e reatores são determinados através do método convencional, ou seja, adicionando-se uma margem mínima de 15% ao nível de proteção a impulsos de manobra oferecido pelos pára-raios, os quais deverão estar conectados o mais próximo possível de seus terminais.

Deve-se ressaltar que esta separação pára-raios-equipamento é determinada em função das descargas atmosféricas que os poderão atingir, visto que a tensão nestes equipamentos pode alcançar valores bem superiores ao nível de proteção oferecido pelo pára-raios (ver item 2 do capítulo "Métodos de Coordenação de Isolamento").

No caso específico de sobretensões de manobra, onde as formas de onda apresentam taxas de crescimento muito mais lentas, praticamente toda a subestação ficará submetida ao mesmo valor de tensão, uma vez que o tempo de propagação entre o pára-raios e os demais equipamentos é muito pequeno se comparado com o tempo de duração do surto. Desta forma, a tensão resultante nos transformadores e reatores geralmente não ultrapassa o nível máximo de proteção fornecido pelos pára-raios. Exceção deve ser feita no caso de abertura de reatores ou transformadores em vazio, onde as sobretensões resultantes podem ultrapassar o nível de proteção fornecido pelos pára-raios.

3.2 Isolação Auto-Recuperante

Isolações auto-recuperantes (espaçamentos em ar fase-terra e fase-fase, buchas - parte externa e porcelana dos equipamentos) são isolações que recuperam totalmente suas características dielétricas após a ocorrência de uma descarga disruptiva.

Equipamentos classificados como possuindo isolação auto-recuperante (disjuntores, chaves secionadoras, TP's, TC's e postes isoladores) podem ser submetidos a ensaios dielétricos para determinação de sua curva de suportabilidade. Assim, a coordenação de isolamento pode ser baseada tanto na avaliação do risco de falha (método estatístico), como na escolha "a priori" de uma margem de segurança (método convencional).

Usualmente o nível de isolamento a impulso de manobra dos equipamentos tem sido escolhido através do método convencional, aplicando-se uma margem mínima de 15% ao nível de proteção a impulsos de manobra do pára-raios, mormente para subestações de tensões inferiores a 300 kV.

Os conceitos probabilísticos, utilizados nos métodos estatísticos, começaram a ser usados mais recentemente onde então a margem de segurança fixada empiricamente é substituída pelo conceito de risco de falha da instalação. Este risco é calculado a partir das curvas de suportabilidade dos equipamentos e do conhecimento das distribuições de sobretensões para as diversas manobras, inclusive levando-se em consideração a influência das condições atmosféricas locais.

Os cálculos dos riscos de falha são então efetuados para as diversas manobras que podem ocorrer nos sistemas. Dependendo do tipo da manobra, nem toda a subestação estará submetida às sobretensões resultantes, como é o caso da energização de uma linha onde as sobretensões atingem as subestações apenas parcialmente (sobretensões de fim de linha) ou totalmente (sobretensões de início de linha). As sobretensões de fim de linha atingem apenas a instalação da subestação até o disjuntor que se encontra aberto. Assim, o número de "gaps" solicitados em cada subestação pode ser diferente e deverá ser avaliado para cada tipo de manobra.

O risco de falha indica a probabilidade de falha de uma isolação para certo número de eventos. Como o risco é um número absoluto de pouco valor prático, é preciso associar a freqüência do evento que acarreta o risco. Quando se tem a freqüência anual de ocorrência dos eventos, é possível então estimar o número de anos decorridos para a ocorrência de uma falha na isolação. O exemplo a seguir ilustra o que foi dito acima.

Exemplo: Para um sistema de 345 kV, uma manobra de energização de linha apresenta um risco de falha de 2×10^{-4} para a subestação de fim de linha. Assim, haverá uma descarga neste terminal a cada 5000 operações $[1/(2 \times 10^{-4})]$. Se forem feitas 10 energizações desta linha por ano, o número de anos para a ocorrência de uma falha será igual a 500.

A Tabela 10.2 apresenta os valores de riscos considerados como aceitáveis para diversas manobras.

TABELA 10.2

Tipo de Manobra	Ocorrência (por ano)	Risco Aceitável	Nº de Anos para ocorrência de 1 Falha
Energização	10	10^{-4}	1000
Religamento	1	10^{-3}	1000
Ocorrência de curtos 1Ø	1	10^{-3}	1000
Eliminação de curtos 1Ø	1	10^{-3}	1000
Rejeição de Carga	0,2	5×10^{-3}	1000

Outro aspecto que deve ser considerado é a atuação dos pára-raios, fazendo com que as sobretensões sejam limitadas ao seu nível de proteção. Assim, as distribuições das tensões cujos valores máximos ultrapassem o nível de proteção do pára-raios deverão ser truncadas neste valor para o cálculo do risco.

3.3 Isolamento Longitudinal do Disjuntor para Surtos Atmosféricos e de Manobra

A coordenação própria de um disjuntor é aquela que garante que só ocorrerão descargas para terra e nunca através do mesmo (interna ou externamente) quando sobretensões devidas a manobras ou a impulsos atmosféricos o atingirem na condição de aberto. Esta coordenação deve ser obtida sem a utilização de recursos externos, tais como centelhadores ou pára-raios, sendo sua importância devida ao fato de que uma descarga através do disjuntor pode causar a explosão do mesmo em razão de solicitações excessivas a que ele poderá ficar submetido.

Os estudos desenvolvidos para analisar a coordenação própria de um disjuntor, entretanto, não levam em consideração essa condição de não utilização de dispositivos de proteção, uma vez que ela não é prevista pelas normas usualmente utilizadas. Além do mais, os disjuntores não se encontram isolados no sistema e sim acoplados, por exemplo, a linhas de transmissão, transformadores ou reatores, que por sua vez têm a eles associados equipamentos de proteção (normalmente pára-raios).

As solicitações do tipo, surto de manobra podem encontrar um disjuntor aberto, com as respectivas secionadoras fechadas, por exemplo, nas manobras de energização, de religamento e em condições de abertura de linha, seja por defeito, rejeição de carga ou sob comando manual.

As solicitações do tipo impulso atmosférico podem atingir o disjuntor aberto no caso da ocorrência de raios múltiplos, ou seja, a linha se encontra aberta para a eliminação de um defeito provocado pela queda de uma primeira descarga, ocorrendo então outras descargas através do canal pré-ionizado, sempre de menor intensidade, conforme mostrado anteriormente no capítulo 4.

As solicitações dielétricas ao isolamento longitudinal em um disjuntor aberto são diferentes daquelas impostas ao isolamento fase-terra devido ao fato de existir uma tensão de freqüência fundamental no lado da barra terminal do disjuntor, ou seja, a barra oposta àquela por onde chega o surto de tensão. Esta presença de tensão à freqüência fundamental só é importante para o caso de solicitações do tipo manobra. Desta forma existem duas situações distintas:

a. Os surtos de manobra estão em fase com a freqüência fundamental ou com um defasamento de até 90°. Nesta condição, o isolamento longitudinal pode ser o mesmo que o isolamento fase-terra, uma vez que a diferença entre a crista do surto e a tensão à freqüência fundamental será menor ou no máximo igual ao pico do surto de manobra.

b. Os surtos de manobra têm uma faixa aleatória de defasamento entre 0° e 360° com relação ao pico de tensão à freqüência fundamental. Nesta condição, a fim de levar em consideração as possíveis oposições de fase (a tensão no lado da barra terminal pode estar com polaridade oposta à sobretensão que chega pela linha), é necessário aumentar o isolamento longitudinal em relação ao isolamento fase-terra.

No caso das sobretensões atmosféricas, estando o disjuntor na condição de aberto, a polaridade da tensão à freqüência fundamental na barra terminal do disjuntor não tem a mesma importância, uma vez que, sendo um surto extremamente rápido, a probabilidade de ocorrer simultaneamente o pico máximo do surto e a crista da tensão à freqüência fundamental é bastante pequena.

Baseado nos aspectos acima abordados e considerando adequadas as margens de segurança adotadas entre os níveis de proteção fornecidos pelos pára-raios e as tensões suportáveis a impulso de manobra (BSL) dos equipamentos, a suportabilidade longitudinal pode ser expressa em

função da suportabilidade fase-terra acrescida de uma fração (X_1) do pico da tensão fase-terra ($U_{f\text{-}t} = U_{\emptyset\emptyset}\sqrt{2}/\sqrt{3}$) da seguinte forma:

$$BIL \text{ (ou } BSL)_{longitudinal} =$$

$$= BIL \text{ (ou } BSL)_{fase\text{-}terra} + X_1 \cdot U_{f\text{-}t}$$

Para o caso da suportabilidade a impulso de manobra, o valor de X_1 pode variar de 0,7 a 1,2 dependendo do nível de risco aceitável. Em relação à suportabilidade a impulso atmosférico, X_1 pode variar de 0,4 a 0,55, caso se deseje ter uma mesma probabilidade de descarga para os isolamentos fase-terra e longitudinal, ou valores na faixa de X_1 = 0,7 a 1,0, na condição de se garantir que todas as descargas sejam para terra.

4 Isolamento à Freqüência Industrial

Em um sistema de potência, as duas formas de isolação auto-recuperante mais freqüentes, solicitadas continuamente pela tensão à freqüência industrial, são o ar e superfícies isolantes expostas ao ar, como a porcelana.

O comportamento desta isolações é bastante influenciado pelos parâmetros umidade e densidade do ar, ocorrendo uma redução de sua suportabilidade à freqüência industrial quando do decréscimo daqueles parâmetros.

TABELA 10.3 - Escala dos Níveis de Poluição Natural [10]

Nível de Poluição	Ambiente Característico	Desempenho das Linhas Existentes
Desprezível	Áreas sem indústrias e áreas com baixa densidade de indústrias, mas sujeitas a ventos e/ou chuvas freqüentes. As áreas classificadas neste nível devem estar localizadas longe do mar ou em altitudes elevadas e em nenhum caso podem estar sujeitas a ventos marinhos.	Em condições de alta umidade (garoa, neblina etc.) não ocorrem falhas em linhas de 145 kV mesmo quando equipadas com menos de 9-10 isoladores do tipo normal, nem em linhas de 245 kV mesmo quando equipadas com menos de 15 isoladores do mesmo tipo anterior.
Leve	Áreas com indústrias que não produzam fumaça particularmente poluente, áreas com alta densidade de indústrias mas sujeitas a freqüentes ventos limpos e/ou chuvas e áreas sujeitas a ventos marinhos mas não muito próximas da costa (afastadas no mínimo 1 km).	Em condições de neblina ocorrem falhas nas linhas de 145 kV com menos de 9-10 isoladores do tipo normal (A) e também nas linhas de 245 kV equipadas com menos de 15 isoladores do mesmo tipo.
Forte	Áreas com alta densidade de indústrias produzindo poluição, áreas próximas ao mar e de algum modo expostas a ventos marinhos relativamente fortes.	Em linhas de A.T., equipadas com isoladores do tipo normal, ocorrem falhas em condições de neblina ou quando o vento sopra do mar, a menos que o número de isoladores seja excepcionalmente alto: mais de 11-12 para linhas de 145 kV e mais de 18 para linhas de 245 kV.
Muito Forte (B)	Áreas geralmente de moderada extensão, sujeitas a fumaças industriais produzindo camada condutora razoavelmente espessa, áreas geralmente de moderada extensão, muito próximas da costa e expostas a ventos marinhos muito fortes e poluentes	Em linhas de A.T., ocorrem falhas em condições de neblina ou durante tempestades marinhas, mesmo quando equipadas com isoladores anti-poluição, a menos que o número de unidades por cadeia de isoladores seja excepcionalmente alto: mais de 11-12 unidades anti-poluição nas linhas de 145 kV e mais de 18 unidades anti-poluição nas linhas de 245 kV.

(A) Faz-se referência a isoladores do tipo normal com as seguintes características: passo, 146 mm; diâmetro, 255 mm; distância de escoamento, 300 mm;

(B) Áreas de extensão moderada, muito próximas a rodovias, onde misturas de sal e asfalto podem formar depósitos consideráveis nos isoladores, podem estar sujeitas a alto nível de poluição.

Na presença de contaminação, a resposta da isolação à tensão à freqüência industrial se torna muito importante, podendo ser o fator determinante no projeto da isolação.

Em condições ambientais limpas, a corrente de fuga pela superfície da porcelana é da ordem de mA, tendendo a aumentar devido à contaminação desta superfície pelo depósito de sal, poluição industrial ou poeira. Este fenômeno é ainda agravado quando esta superfície contaminada se torna úmida devido à chuva fina ou ao orvalho, criando camadas de maior condutividade. Desta forma, propicia-se a possibilidade de ocorrerem descargas através da isolação, causando curtos-circuitos no sistema, além de geralmente danificar a porcelana.

Na Tabela 10.3 é apresentada a classificação dos níveis de severidade de poluição considerada na norma ABNT de Coordenação de Isolamento.

Na Tabela 10.4 indica-se a correspondência entre os níveis de poluição natural e sua simulação em laboratório de acordo com dois tipos de ensaio, apresentando-se também indicações de distâncias de escoamento. A referida tabela é igualmente baseada na norma ABNT acima mencionada.

No caso de subestações com elevado grau de poluição e quando for impossível ou extremamente dispendioso manter o desempenho necessário do equipamento nestas condições de poluição, deve-se considerar as alternativas de passar graxa na superfície isolante ou de lavá-las.

TABELA 10.4 - Relação Entre os Níveis de Poluição, Tipo e Ensaio e Distâncias de Escoamento [10]

Nível de Poluição	Tipo de Ensaio		Razão da Distância de Escoamento para a Tensão Fase-Terra (cm/kV eficaz)
	Método da Névoa Salina	Método da Camada Sólida	
	Salinidade Mantida (kg/m3)	Condutividade da Camada (μS)	
Desprezível	$\leqslant$ 5	5 - 10	2,0 - 2,5
Leve	10 - 20	10 - 20	3,0 - 3,5
Forte	40 - 80	20 - 40	4,0 - 5,0
Muito Forte	$\geqslant$ 160	$\geqslant$ 50	$\geqslant$ 6

Nota: Os valores apresentados nesta tabela foram estabelecidos com base em isoladores de suspensão normais. Para outros tipos de isoladores, e particularmente os usados em subestações, a correlação entre os métodos de ensaio, níveis de ensaio, as distâncias de escoamento e a experiência operativa não é ainda suficiente para dar indicações mais precisas.

5 Espaçamentos em Ar

Para instalações que, por razões diversas, não podem ser ensaiadas a impulso, é recomendável tomar providências para evitar a ocorrência de descargas em tensões inferiores àquela para a qual o equipamento foi especificado.

A condição a obedecer é que as tensões suportáveis estatísticas de impulso de manobra e atmosférico, no ar, entre partes energizadas e a terra, devam ser no mínimo iguais às tensões suportáveis nominais de impulso de manobra e atmosférica. Disto resultam espaçamentos mínimos a serem observados, que dependem da configuração das partes energizadas e das estruturas próximas (configuração dos eletrodos). Estes valores são ditados por considerações dielétricas e outros fatores tais como tolerâncias de construção, efeitos de curto-circuito, efeitos do vento, segurança do pessoal e efeitos corona não estão incluídos.

Não são indicados espaçamentos mínimos para equipamentos que possuam um ensaio de impulso incluído na sua especificação, pois a obrigatoriedade de obedecer a espaçamentos poderá dificultar o projeto do equipamento, aumentando seu custo. O ensaio de impulso é suficiente para garantir que a suportabilidade a impulso esteja assegurada.

As indicações mostradas adiante referem-se a espaçamentos simples através do ar, sem considerar a tensão de descarga de contorno ao longo de superfícies isolantes, ligadas a problemas de poluição.

Na faixa de tensão abaixo de 230 kV (fase-fase eficaz), a norma ABNT de Coordenação de Isolamento indica que os espaçamentos mínimos fase-terra em ar devem ser os indicados na Tabela 10.5, correspondentes às tensões suportáveis nominais de impulso atmosférico para configurações desfavoráveis das partes energizadas.

Na faixa de tensão acima de 230 kV, os espaçamentos mínimos em ar, indicados pela ABNT, são mostrados na Tabela 10-6, correspondentes às tensões suportáveis nominais de impulso de manobra. Os espaçamentos fase-terra são apresentados para configurações de eletrodos do tipo condutor-estrutura e haste-estrutura. Também nesta tabela são apresentados os espaçamentos fase-fase para dois tipos de configuração de "gap", denominados de tipo 1 e tipo 2. O tipo 1 compreende as configurações simétricas de eletrodos, tais como haste-haste, condutor-condutor paralelo, enquanto que o tipo 2 compreende configurações assimétricas como haste-condutor.

TABELA 10.5 - Correlação entre o Nível de Isolamento e o Espaçamento Mínimo Fase-Terra no Ar para Tensões Suportáveis Nominais de Impulso Atmosférico até 750kV [10]

Tensão Suportável Norminal de Impulso Atmosférico (kV)	Espaçamento Mínimo Fase-Terra no Ar (mm)
30	60
40	60
60	90
95	160
110	200
125	220
150	280
170	320
200	380
250	480
350	630
380	750
450	900
550	1100
650	1300
750	1500

As distâncias mínimas recomendadas pela ABNT (indicadas nas Tabelas 10.5 e 10.6) referem-se somente aos espaçamentos em ar necessários a evitar a ocorrência de descargas quando submetidos a solicitações do tipo atmosférico e/ou manobra. Além destes espaçamentos deve-se prever também a possibilidade de circulação de pessoal, de equipamentos e até, se for o caso, de veículos. Assim, dentro de uma subestação, deve-se manter uma distância de segurança em ar resultante da soma de dois valores:

a. Uma distância básica relacionada à tensão suportável nominal de impulso que determina uma região em torno das partes energizadas da subestação com a finalidade de dimensionar o afastamento de condutores sobre passagem de pedestres e de veículos assim como entre partes energizadas da subestação e equipamentos ou barramentos em manutenção.

b. Uma zona de segurança que depende essencialmente da altura dos operadores e da natureza do trabalho a ser realizado, incluindo o acesso ao equipamento. Esta distância é baseada nas dimensões médias de uma pessoa e nas condições de trabalho conforme é apresentado na Figura 10.14.

TABELA 10.6. - Correlação entre o Nível de Isolamento e o Espaçamento Mínimo Fase-Terra e Fase-Fase no Ar para Tensões Suportáveis Nominais de Impulso de Manobra Fase-Terra e Fase-Fase [10]

Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra Fase-Terra (kV)	Espaçamento Mínimo Fase-Terra no Ar		Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra Fase-Fase (kV)	Espaçamento Mínimo Fase-Fase no Ar (m)	
	Condutor Estrutura	Haste Estrutura		Tipo 1	Tipo 2
850	1,9	2,4	1300	2,7	3,2
950	2,2	2,9	1425	3,1	3,6
1050	2,6	3,4	1550	3,5	4,1
1175	3,1	4,1	1675	3,9	4,6
1300	3,6	4,8	1800	4,3	5,2
1425	4,2	5,6	1950	4,9	5,9
1550	4,9	6,4	2100	5,6	6,8
			2250	6,3	7,7
			2400	7,1	8,8
			2550	7,9	10,0

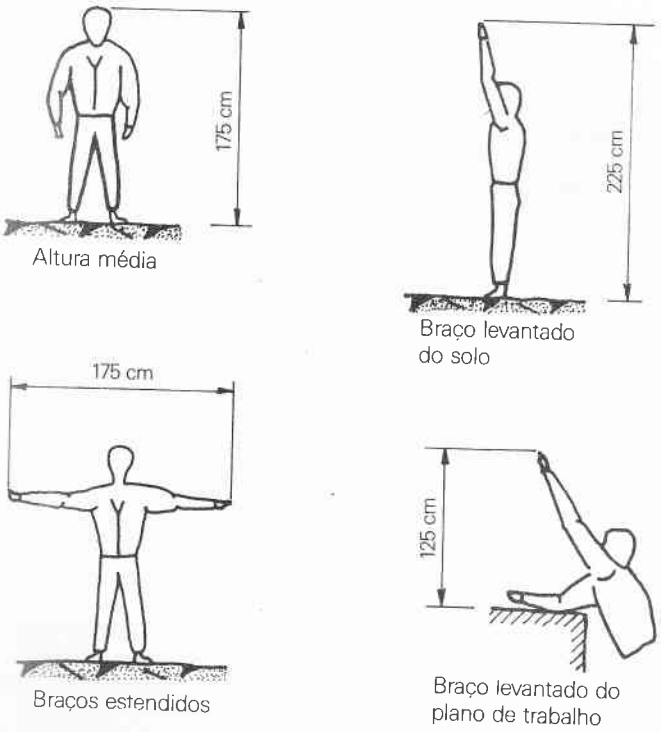


Figura 10.14 - Distâncias Médias para o Operador

A Figura 10.15 mostra uma composição da distância básica com a zona de segurança levando em conta a livre circulação dos operadores.

Esta distância deve corresponder à distância básica aumentada de 2,25 m (dimensão correspondente a um homem com os braços levantados, ver Figura 10.14). A distância entre a base do poste isolador de qualquer tipo e o solo também não deve ser menor do que 2,25 m. O isolador deve ser considerado como um componente energizado que vai reduzindo a tensão de modo que somente suas partes inferiores estarão no potencial da terra.

Como para níveis de isolamento a impulso atmosférico menores do que 380 kV o espaçamento mínimo no ar apresenta valores bastante reduzidos (ver Tabela 10.5), deve-se estabelecer um limite mínimo de 3,0 m de distância de segurança para a circulação de pessoal.

Quando da necessidade de manutenção em um equipamento na vizinhança de partes energizadas, a zona de segurança é função das normas de procedimento na execução do serviço e das dimensões das ferramentas utilizadas. As Figuras 10.16 e 10.17 apresentam exemplos de zonas de segurança quando do uso de ferramentas leves e pesadas respectivamente.

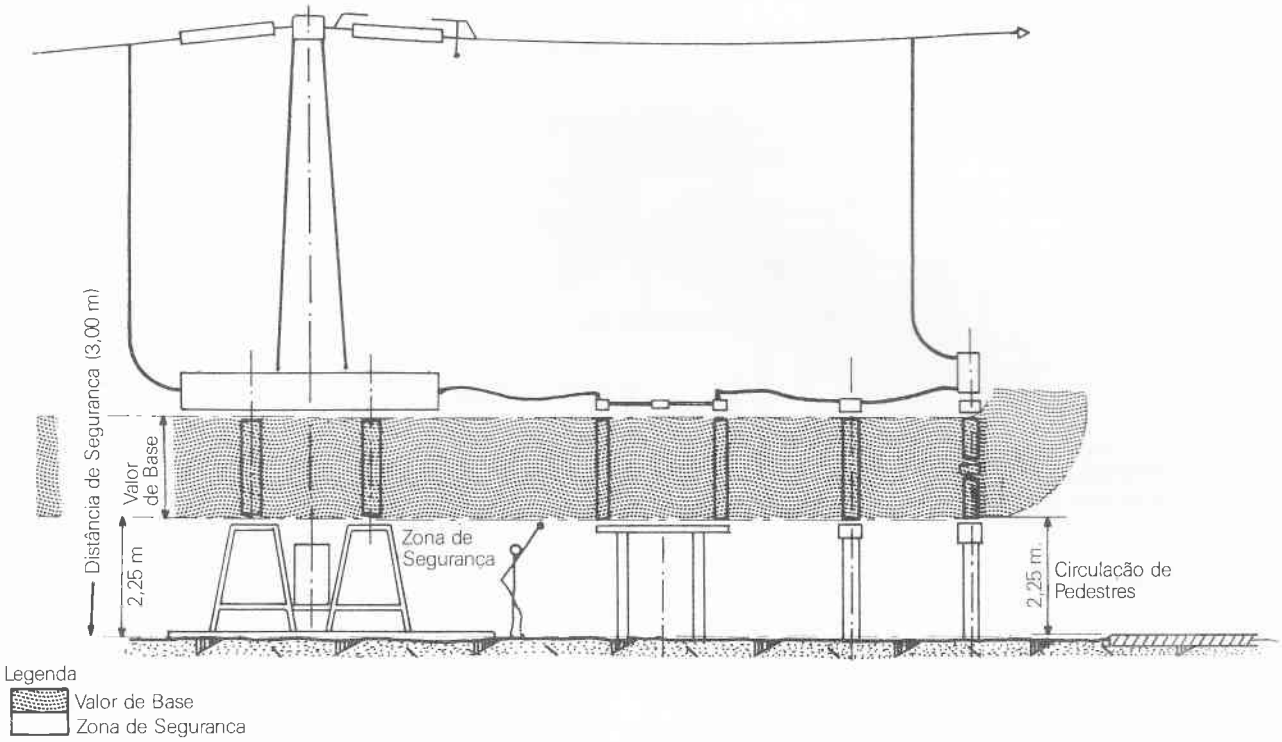


Figura 10.15 - Exemplo de Faixa de Circulação de Pessoal [9]

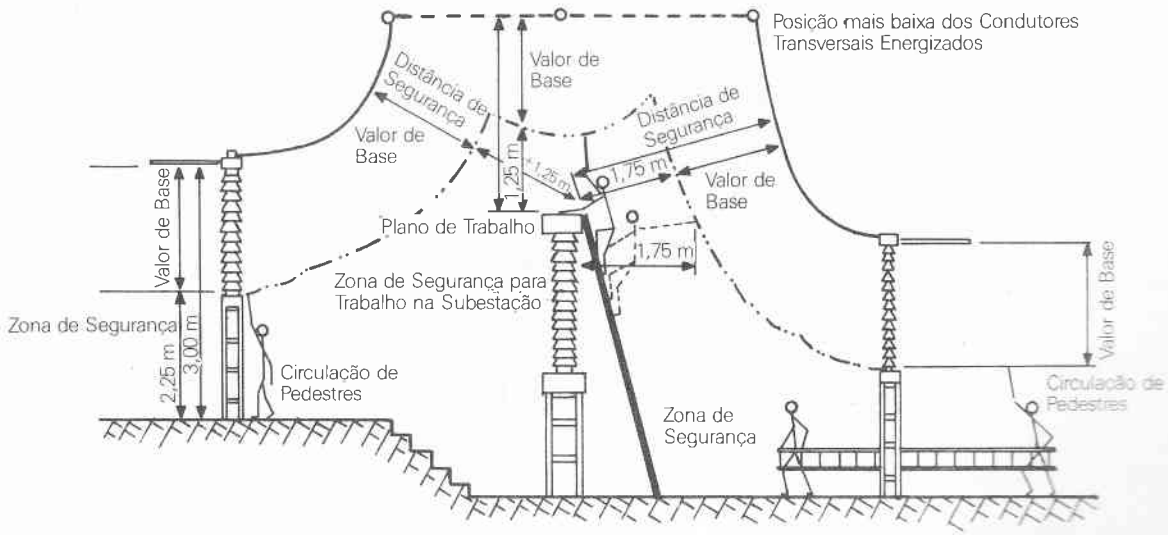


Figura 10.16 - Exemplo de Faixa de Circulação Usada para Serviços de Manutenção com Ferramentas Leves [9]

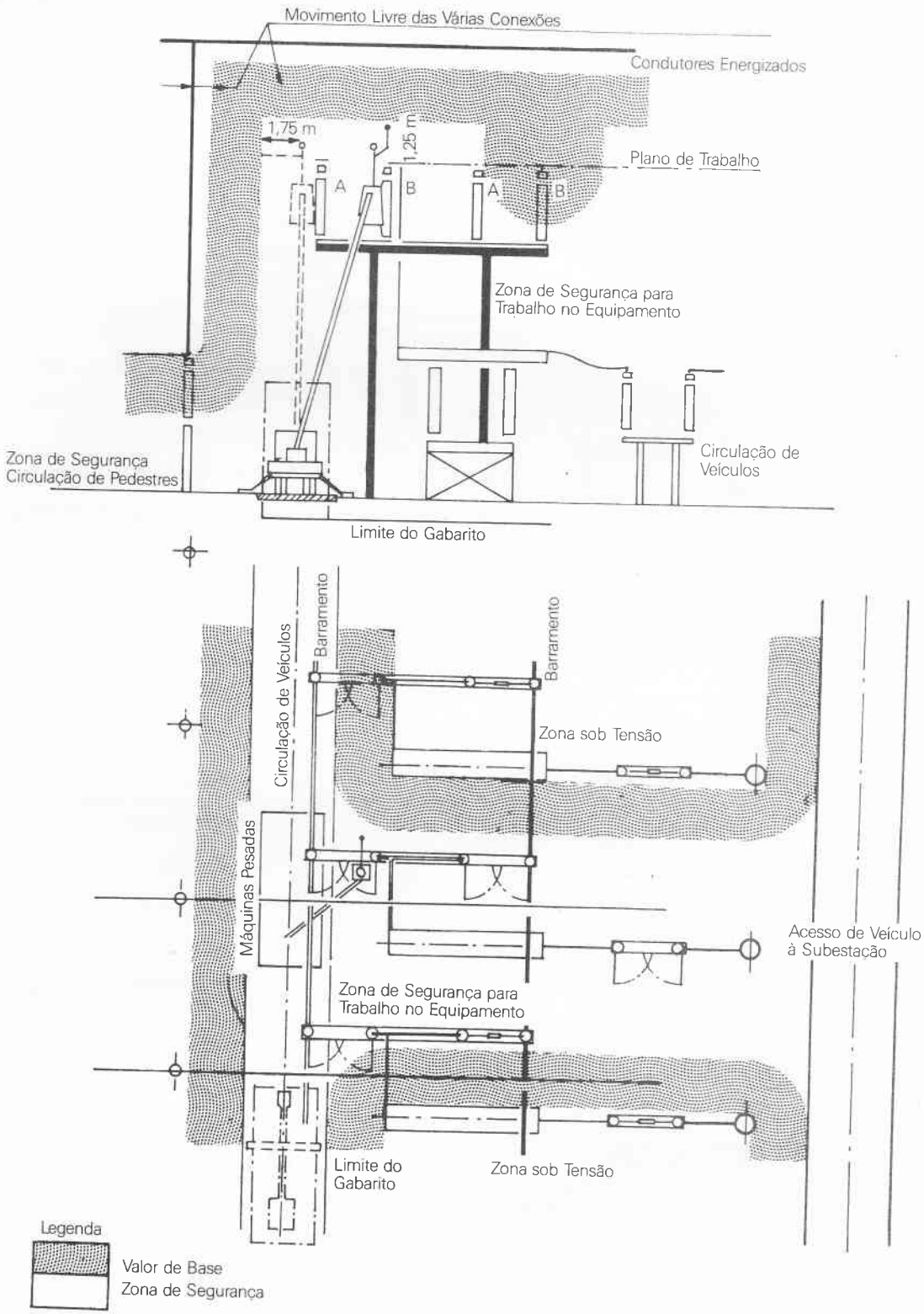


Figura 10.17 - Exemplo de Faixa de Circulação Usada para Serviços de Manutenção com Ferramentas Pesadas. [9]

6 Aplicações de Coordenação de Isolamento em Subestações.

6.1 Práticas de Coordenação de Isolamento

Na faixa de tensões até 242 kV a prática de coordenação de isolamento para sistemas de distribuição e transmissão é baseada nas seguintes considerações:

a. Para sistemas de distribuição até 36,2 kV, os níveis de isolamento dos equipamentos de distribuição têm sido tradicionalmente escolhidos em função da tensão operativa. Todavia, diferentes tipos de equipamentos têm diferentes níveis de isolamento dentro da mesma classe de tensão devido às suas características particulares.

b. Para sistema de transmissão entre 72,5 kV e 242 kV, os níveis de isolamento têm sido baseados não só na tensão operativa como também no desempenho frente às descargas atmosféricas. Nesta faixa de tensão, principalmente nas classes mais elevadas, existe uma tendência justificada em aplicar os procedimentos de coordenação de isolamento mais rigorosos, no sentido de reduzir estes níveis. Por exemplo, a disponibilidade de melhores pára-raios tem indicado que certa economia pode ser obtida e conseqüentemente mais de um nível de isolamento pode caracterizar o mesmo equipamento em uma determinada classe de tensão.

Em níveis de tensão maiores do que 362 kV, os surtos de manobra tornam-se fator determinante e são normalmente controlados de forma a evitar a necessidade de um isolamento excessivo. Deve-se ter em mente que, dependendo do valor a que a sobretensão de manobra seja limitada, a tensão à freqüência fundamental pode se tornar a solicitação crítica para a determinação do isolamento de alguns equipamentos (por exemplo cadeias de isoladores). Uma maior redução destes surtos pode ser necessária para otimizar os espaçamentos em ar. Entretanto, podem existir outros tipos de surtos de manobra, tais como aqueles resultantes de aplicação e eliminação de defeitos, os quais poderão limitar o nível ao qual é prático controlar os surtos de manobra.

Para esses níveis de tensão, uma significante parcela do custo do equipamento é devida ao seu isolamento, conseqüentemente este fato cria um incentivo no sentido de reduzi-lo. Tais reduções têm sido realizadas através de procedimentos mais efetivos de coordenação de isolamento, sendo influenciadas principalmente pelos seguintes fatores:

a. O melhoramento do projeto do pára-raios, o qual tem permitido o uso de tensões nominais (rating) mais baixas para um mesmo nível de sobretensão temporária, conseqüentemente permitindo a utilização de níveis de isolamento reduzidos, mantendo-se as mesmas margens de segurança tradicionalmente utilizadas.

b. A aceitação de um projeto baseado em uma falha ocasional da isolação auto-recuperante para surtos de frente lenta (manobra) e a aplicação do método estatístico para predizer este risco de falha.

c. A disponibilidade de melhores facilidades para a determinação das sobretensões e suportabilidade da isolação.

Os métodos de coordenação de isolamento desenvolvidos para uso na faixa de tensão acima de 362 kV (métodos estatísticos) têm também alguma aplicação em classes de tensão abaixo desse valor, particularmente no projeto de linhas compactas e subestações.

Deve-se notar que os surtos atmosféricos não afetam de maneira significativa o projeto de uma isolação auto-recuperante para tensões acima de 362 kV. Proteção contra sobretensões de origem atmosférica pode sempre ser proporcionada, se necessário, por exemplo através do posicionamento adequado de pára-raios. O isolamento pode finalmente ser determinado por exigências de manutenção em barramentos energizados nas subestações.

Para altas tensões, o uso combinado do método convencional para isolações não auto-recuperantes e do método estatístico para isolações auto-recuperantes deve resolver de maneira técnica e economicamente satisfatória a maior parte dos problemas de coordenação de isolamento.

6.2 Aplicação de Pára-raios

Os pára-raios são usados para proteger equipamentos (geralmente equipamentos com isolação não auto-recuperante) contra as sobretensões. O pára-raios limita as sobretensões em um valor máximo dependendo do tipo de surto e estas sobretensões máximas tornam-se os níveis de proteção fornecidos pelo pára-raios.

Os níveis de isolamento do equipamento protegido são então baseados neste níveis de proteção.

Na faixa de tensão até 242 kV, a regra de escolha do pára-raios em sistemas de distribuição e transmissão é a seguinte:

1. Para tensões a nível de distribuição até 36,2 kV, o valor nominal do pára-raios depende do grau de aterramento da rede. Para uma mesma tensão máxima do equipamento, a escolha do BIL deve ser feita considerando o grau de exposição a surtos de origem atmosférica, o tipo de aterramento do neutro do sistema e, quando aplicável, o tipo de proteção contra sobretensões.

2. Para tensões a nível de subtransmissão, entre 72,5 kV e 242 kV, é possível uma variação na escolha da tensão nominal dos pára-raios dentro da mesma classe de tensão. Entretanto, a possível redução nos níveis de isolamento não tem sido feita, uma vez que ainda é hábito, para estes níveis de tensão, se associar o BIL com a classe de tensão, especificando desta forma isolamentos excessivamente elevados. Valores de BIL mais baixos devem ser considerados onde existirem estas margens elevadas.

Para níveis de tensão maiores do que 362 kV, o pára-raios é utilizado para prover proteção de tal forma que possam ser escolhidos níveis de isolamento mais baixos para os equipamentos a serem protegidos. O pára-raios é exigido para proteger a isolação não auto-recuperante tanto para surtos com frentes de onda lentas (manobras) como rápidas (descargas atmosféricas). O pára-raios também fornece alguma proteção para a isolação auto-recuperante, embora tais isolações devam ser escolhidas com base em métodos estatísticos.

6.3 Aplicação de Centelhadores

A proteção da isolação não auto-recuperante contra sobretensões pode também ser obtida em níveis de tensão até 242 kV, através do uso de centelhadores. Estes centelhadores têm como objetivo limitar as sobretensões fase-neutro elevadas.

Centelhadores são dispositivos baratos, mas, como não param de conduzir, necessitam do uso de outro equipamento para restaurar o sistema.

O nível de descarga dos centelhadores é função da forma de onda do surto de tensão, bem como das condições atmosféricas, resultando em uma faixa de descarga muito maior do que de um pára-raios.

Como os centelhadores não explodem e são prontamente reparados quando queimados, não é necessário impedir a ocorrência de descargas em todas as sobretensões temporárias. A coordenação de isolamento com centelhadores, todavia, envolve a seleção de um ajuste do "gap", o qual não resulte em muitas descargas durante manobras ou outras condições do sistema, e a escolha do isolamento (BIL) do equipamento a ser protegido por este "gap" com uma adequada margem de segurança.

O BIL resultante nestas condições será usualmente maior do que aquele proveniente de uma proteção por pára-raios, exceto nas condições em que existem sobretensões temporárias elevadas.

Com a ocorrência da descarga no centelhador, a onda de tensão é cortada de uma forma muito mais severa se comparada com a descarga do pára-raios. Este corte na tensão acarreta por sua vez alguns fenômenos os quais devem ser considerados:

1. A solicitação de tensão espira-espira em um transformador protegido por centelhador será maior do que se ele fosse protegido por pára-raios; conseqüentemente, um teste de onda cortada no transformador é essencial.

2. Ondas trafegantes no sistema de transmissão serão iniciadas pelo disparo do centelhador, as quais podem causar sobretensões elevadas em descontinuidades de impedâncias de surto.

3. A descarga no centelhador pode resultar em operação do disjuntor que pode vir acompanhada de reignição, a qual pode desenvolver uma falta no disjuntor parcialmente aberto, resultando numa falha do equipamento.

Os centelhadores de chifre, consistindo de barras em paralelo com certo comprimento, separadas por determinado espaçamento, podem ser usados para aumentar o tempo de crista de surtos com frentes muito rápidas, pela absorção parcial de sua carga através da capacitância do "gap" e pela formação de corona. O uso combinado de centelhador de esfera com os de chifre, eliminando-se os surtos de frentes muito rápidas, fornece melhor coordenação com o isolamento do transformador. Pela absorção de parte da energia de determinado surto devido ao efeito corona no centelhador de chifre, algumas descargas são evitadas completamente, mantendo-se ainda uma margem adequada de proteção.

6.4 Procedimentos para Coordenação de Isolamento

Neste item é apresentada a seqüência lógica para o projeto de coordenação de isolamento para sistemas de EAT, onde a atenção será concentrada nos dois tipos de isolação, representada por um transformador e por uma chave. O transformador é um importante exemplo de isolação não auto-recuperante, o qual é usualmente protegido por um pára-raios. Por outro lado, a isolação auto-recuperante não é normalmente protegida por pára-raios. A Figura 10.18 ilustra o procedimento para a coordenação de isolamento.

Como não poderia deixar de ser, a base é a tensão de operação, a qual é indicada no bloco 1. A partir da tensão de operação e com as características do sistema (bloco 2), determinam-se as sobretensões temporárias e de manobra (blocos 3 e 4, respectivamente). Em uma etapa inicial, o dimensionamento do isolamento é feito independente de ser ou não o equipamento protegido por pára-raios, uma vez que todas as isolações têm de suportar as tensões nominais e temporárias. O pára-raios é então determinado baseado nas sobretensões temporárias (bloco 6).

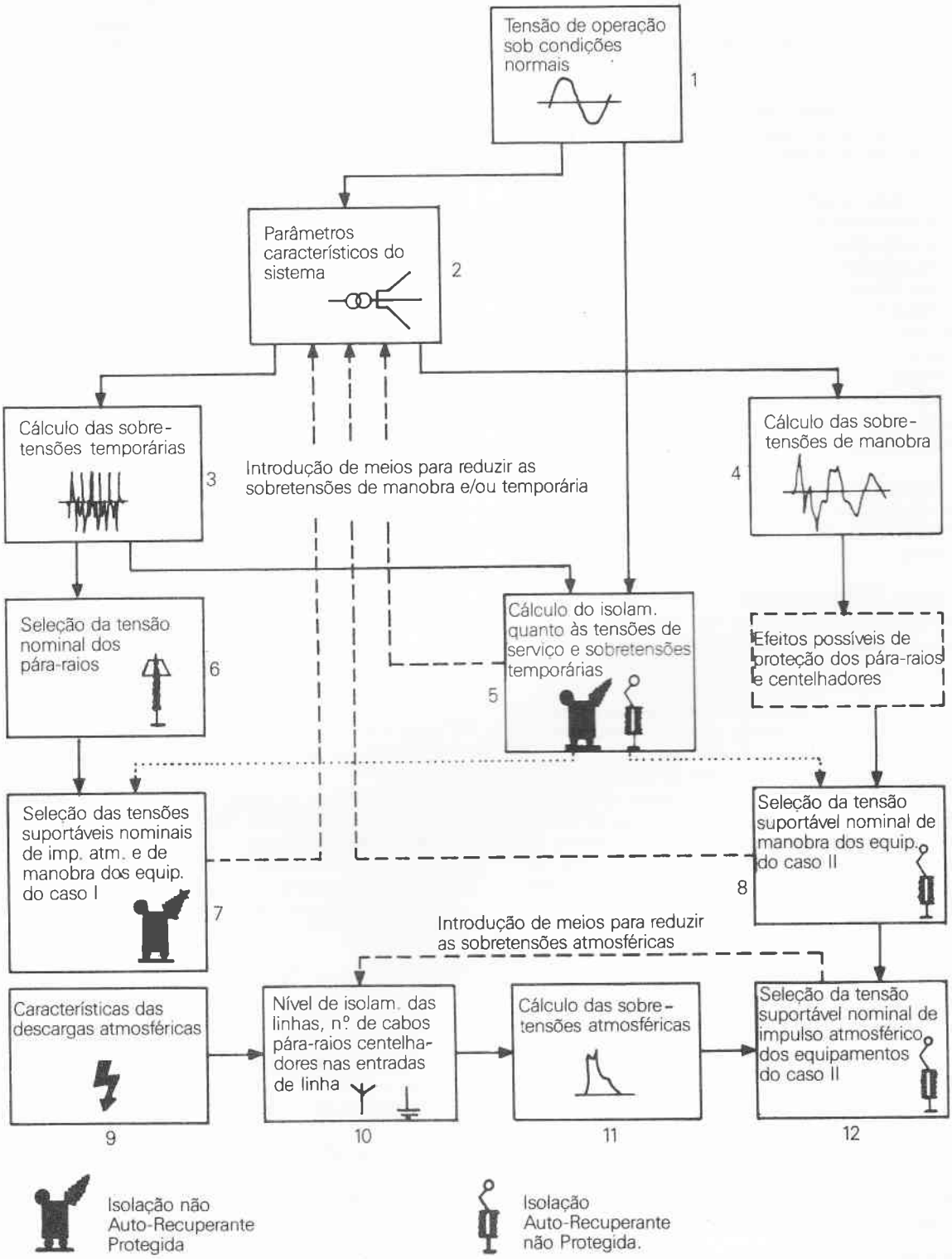


Figura 10.18 - Diagrama de Bloco de Projeto e da Coordenação de Isolamento.

Uma vez escolhido o pára-raios, os níveis de proteção a impulsos de manobra e atmosféricos estão determinados. A partir destes valores pode-se determinar os níveis de isolamento para os equipamentos protegidos por pára-raios (bloco 7). A linha pontilhada de realimentação no diagrama de blocos indica o uso de meios para reduzir as sobretensões temporárias com o objetivo de se utilizar níveis de isolamento mais baixos.

Por outro lado, a isolação que não é protegida por pára-raios deve ser dimensionada baseada no conhecimento das sobretensões de manobra e atmosféricas. Inicialmente, o isolamento é determinado em função das sobretensões de manobra (bloco 8). A razão pela qual este dimensionamento é feito em primeiro lugar baseia-se no fato de que as sobretensões de manobra são as mais importantes em sistemas de EAT e UAT, além de ser o nível de isolamento a impulso atmosférico da subestação bastante dependente do próprio dimensionamento da linha, o qual por sua vez é bastante relacionado com as sobretensões de manobra.

Se o dimensionamento desta forma levar a valores excessivos de isolação, a característica do sistema pode ser reconsiderada como mostra a linha pontilhada de realimentação.

Finalmente, as sobretensões atmosféricas são consideradas (blocos 11 e 12) e é feita uma verificação da capacidade da isolação de suportar estas sobretensões. Geralmente, sobretensões atmosféricas nunca são fatores determinantes no dimensionamento da isolação de sistemas de EAT e UAT. As sobretensões atmosféricas podem ser determinadas quando as características das descargas atmosféricas (bloco 9) e da blindagem dos condutores, aterramento e dimensões da torre (bloco 10) são conhecidas. Se a isolação não for capaz de suportar as sobretensões decorrentes de uma descarga atmosférica na linha de transmissão, as características do sistema de aterramento e blindagem deverão ser reconsideradas de forma a reduzir estas sobretensões, como indica a linha pontilhada no final.

6.5 Níveis de Isolamento

As Tabelas 10.7 e 10.8, baseadas na norma ABNT de Coordenação de Isolamento [5], especificam os níveis de isolamento associados a valores normalizados da máxima tensão para equipamentos. Diversos níveis de isolamento podem existir num mesmo sistema, apropriados para instalações situadas em diferentes localizações ou para vários equipamentos na mesma instalação.

A Tabela 10.7, referida a equipamentos cuja tensão máxima (valor eficaz) é inferior a 242 kV, mostra a combinação recomendada entre um ou mais valores de tensão suportável nominal à freqüência industrial de curta duração, para cada tensão máxima do equipamento. Esta tabela é baseada na premissa que, nesta faixa de tensões, surtos atmosféricos devem ser levados em consideração com prioridade na seleção dos níveis de isolamento.

Para uma mesma tensão máxima do equipamento, a escolha entre as tensões suportáveis nominais de impulso atmosférico deve ser feita considerando, entre outros fatores, o tipo e o grau de aterramento do neutro do sistema.

A Tabela 10.8. referida a equipamentos cuja tensão máxima (valor eficaz) é igual ou superior a 362 kV, mostra as combinações recomendadas da tensão máxima de equipamentos e os dois componentes do nível de isolamento: tensão suportável nominal de impulso de manobra e de impulso atmosférico. Esta tabela é baseada na premissa de que, nestes níveis de tensão, os surtos de manobra governarão a seleção dos níveis de isolamento.

6.6 Exemplo de Aplicação do Método Convencional para Tensões Até 242 kV

A coordenação de isolamento para sistemas de transmissão de tensão até 242 kV consiste basicamente na escolha do pára-raios baseado na máxima sobretensão temporária esperada no sistema.

Na Tabela 10.9 são apresentados exemplos de aplicação do método convencional para esta faixa de tensões. Nesta tabela foram assumidas sobretensões temporárias de 1,70 p.u. para um sistema de 138 kV e valores de 1,35 e 1,70 p.u. para um sistema de 230 kV. Para este último valor a redução das sobretensões sustentadas permite a utilização de níveis de isolamento menores.

De modo a se compreender todos os passos seguidos no preenchimento da Tabela 10.4, seja o exemplo 1 da referida tabela. Neste caso, o sistema analisado tem uma tensão nominal igual a 138 kV. Considerando que a sobretensão temporária seja da ordem de 1,70 p.u., o pára-raios mínimo que pode ser adotado neste sistema é igual a:

$$\frac{138}{\sqrt{3}} \times 1{,}70 = 135{,}4 \text{ kV}$$

Assim, o pára-raios escolhido foi o de tensão nominal igual a 144 kV, o qual apresenta as seguintes características retiradas de catálogos de fabricantes:

— Tensão Máxima de Descarga

. A frente de Onda = 413 kV
. A Impulso Atmosférico = 350 kV

— Tensão Residual Máxima para 10 kA = 321 kV

Logo, o nível de proteção mínimo a impulso atmosférico (ver capítulo 9) deve ser igual a 359,1 kV (413/1,15) que é o maior dos 3 níveis anteriores. Assumindo-se um fator

de segurança mínimo de 1,20 (valor recomendado pela norma ABNT de Coordenação de Isolamento), chega-se ao nível de isolamento de 430,9 kV sendo então escolhido o valor de 450 kV que é o nível padronizado imediatamente acima.

Os valores apresentados na Tabela 10.9 correspondem aos níveis de isolamento normalizados (ver item 6.5). Em alguns casos, entretanto, a margem de proteção obtida fica acima de 40% permitindo futuras reduções nestes níveis.

TABELA 10.7 — Níveis de Isolamento Normalizados para 0,6 kV $\leqslant U_m \leqslant$ 242 kV [5]

Tensão Máxima do Equipamento U_m kV (valor eficaz)	Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico kV (valor de crista)	Tensão Suportável Nominal à Freqüência Industrial Durante 1 Minuto kV (valor eficaz)
0,6 (1)		4
1,2	30	10
7,2	40	20
	60	
15	95	34
	110	
24,2	125	34
	150	50
36,2	150	50
	170	70
	200	
72,5	350	140
92,4	380	150
	450	185
145	450	185
	550	230
	650	275
242	750	325
	850	360
	950	395

Nota: (1) Esta tensão só é aplicável a secundários de transformadores cujos primários têm tensões máximas superiores a 1 kV

TABELA 10.8 — Níveis de Isolamento para $U_m \geqslant 362$ kV

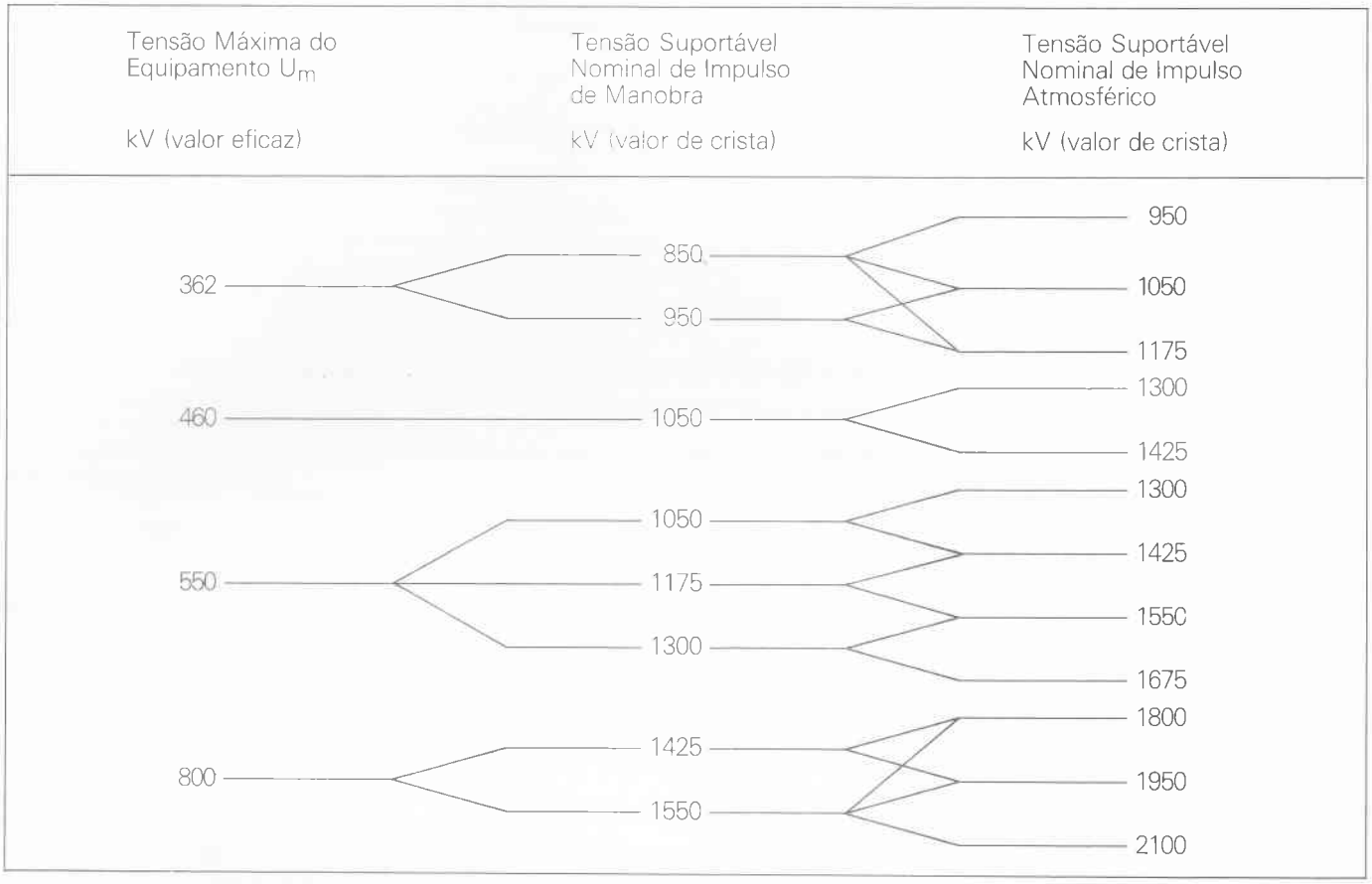


TABELA 10.9 - Exemplos de Aplicação do Método Convencional para Tensões Até 242 kV

Dados Básicos	Exemplo 1	Exemplo 2	
Tensão Nominal (kV)	138	230	
Sobretensão Temporária (p.u.)	1,7	1,35	1,7
Fator de Segurança Mínimo para Sobretensões Atmosféricas	1,20	1,20	1,20
Características dos Pára-raios Tensão Nominal	144	180	228
Tensão Máxima de Descarga			
. A impulso atmosférico (kV)	350	400	510
. A frente de onda (kV)	413	530	640
Tensão Residual Máxima para 10 kA	321	400	510
Nível de Proteção Mínimo a Impulso Atmosférico	359	460	557
Nível de Isolamento Escolhido a Impulso Atmosférico	450	650	750
Margem de proteção (%)	25	41	35

6.7 Exemplo de Aplicação do Método Convencional para Tensões Acima de 362 kV

A coordenação de isolamento para sistemas acima de 362 kV envolve a seleção de ambos os níveis de isolamento (manobra e atmosférico) e a escolha do pára-raios para atender estes níveis.

Inicialmente, o pára-raios é escolhido baseado na máxima sobretensão temporária. Assim ficam definidos, em um primeiro estágio, os níveis de isolamento a impulsos de manobra (BSL) e atmosféricos (BIL). A Tabela 10.10 apresenta dois exemplos de aplicação do método convencional para tensões acima de 362 kV. Nesta faixa de tensões é desejável limitarem-se as sobretensões temporárias de forma a usar-se o pára-raios de tensão nominal menor possível. Isto nem sempre é fácil, uma vez que para estes níveis de tensão as linhas de transmissão são longas e rejeições de carga podem resultar em sobretensões temporárias bastante elevadas se não forem limitadas de alguma forma.

Os valores da Tabela 10.10 correspondem aos níveis de isolamento padronizados apresentados no item 6.5.

A escolha definitiva do nível de isolamento a impulso atmosférico (BIL) é feita realizando-se um estudo de injeção de surtos atmosféricos na subestação (ver item 2) através do qual são determinadas as máximas sobretensões nos diversos equipamentos da subestação.

Deve-se ressaltar que as normas indicam que deve ser utilizada uma margem mínima de 25% para surtos atmosféricos, como é exemplificado na Tabela 10.10. Esta margem foi estabelecida quando os cálculos das sobretensões eram efetuados através de métodos simplificados sem o auxílio de programas digitais.

Se as sobretensões forem calculadas de maneira bastante precisa através de programas digitais, é aceitável utilizar-se uma margem de proteção mais baixa, 10 ou 15%, de forma a cobrir pequenas diferenças entre as distâncias reais e as de projeto.

TABELA 10.10 - Exemplos de Aplicação do Método Convencional para Tensões Acima de 362 kV

Dados Básicos	Exemplo 1	Exemplo 2
Tensão Nominal (kV)	500	765
Sobretensão Temporária (p.u.)	1,4	1,3
Fator de Segurança Mínimo		
. Sobretensão de Manobra	1,15	1,15
. Sobretensão Atmosférica	1,25	1,25
Características do Pára-Raios		
Tensão Nominal (kV)	420	588
Tensão Máxima de Descarga		
. A Impulso de Manobra (kV)	890	1200
. A Impulso Atmosférico (kV)	1005	1390
. A Frente de Onda (kV)	1090	1610
Tensão Residual Máxima		
. para 20 kA	1051	1471
Nível de Proteção Mínimo		
. A Impulso de Manobra (kV)	890	1200
. A Impulso Atmosférico (kV)	1051	1471
Nível de Isolamento Escolhido		
. A Impulso de Manobra (kV)	1175	1550
. Margem de Proteção (%)	32	29
. A Impulso Atmosférico (kV)	1425	1950
. Margem de Proteção (%)	35	32
Nível de Proteção Efetivo		
. A 10 m (kV)	1118	1538
. Margem de Proteção (%)	27	26

6.8 Exemplo de Aplicação do Método Estatístico

Para níveis de tensão de EAT, os isolamentos são determinados pelas sobretensões de manobra. Determinado o isolamento a manobra (BSL) dos equipamentos, o isolamento a impulso (BIL) é escolhido entre os padronizados para o BSL escolhido, levando-se em consideração a proteção fornecida pelos pára-raios para as descargas atmosféricas (distância pára-raios x equipamento). Como é descrito no item 6.4, a escolha definitiva do isolamento a impulso atmosférico (BIL) será feita através de um estudo de injeção de surtos atmosféricos na subestação.

A metodologia utilizada na determinação do BSL segue o procedimento estatístico determinando-se um risco de falha fase-terra baseado nas distribuições de sobretensões de manobra e nas distribuições de suportabilidade dos "gaps", função dos dados meteorológicos (no caso de subestações, não é levada em consideração a ação do vento).

Assim, seja o exemplo de uma subestação de 765 kV para a qual os seguintes valores de sobretensões foram obtidos para as manobras descritas abaixo:

Manobra	U_{50}	U_{σ}	$V_{máxima}$
Energização	1,29	1,60	—
Religamento	1,50	1,90	—
Curto 1Ø			1,5
Eliminação de Curto 1Ø			1,6
Rejeição de Carga			2,0

Foram calculados os riscos de falha da subestação para o nível de isolamento (BSL) de 1425 kV (U_{90}), levando-se em consideração todos os "gaps" que ficariam submetidos a estas sobretensões, sejam eles relativos a isolações em ar ou de equipamentos. Admitiu-se que todos os "gaps" têm o mesmo BSL com uma distribuição normal da suportabilidade com desvio padrão (σ) igual a 6%. Os seguintes resultados foram obtidos:

Evento	Risco de Falhas (%)	Nº de Ocorrências por Ano	Nº de Anos para Ocorrência de 1 Falha
Energização	$1,5 \times 10^{-6}$	12	$5,5 \times 10^{6}$
Religamento	$9,0 \times 10^{-2}$	0,6	1850
Curto 1Ø	$4,62 \times 10^{-5}$	0,6	$3,6 \times 10^{6}$
Eliminação de Curto 1Ø	$2,6 \times 10^{-3}$	0,6	$6,4 \times 10^{4}$
Rejeição de Carga	100	0,2	5

Os valores de sobretensões descritos acima foram obtidos assumindo-se o pára-raios de 612 kV. A utilização de um pára-raios de menor tensão nominal (588 kV por exemplo) reduziria as sobretensões máxima para 1,85 p.u., conseqüentemente o risco de falha (principalmente para a rejeição de carga) seria bem menor.

7 Bibliografia

[1] Klauss Ragaller - "Surges in High-Voltage Networks" BBC Brown Boveri - Plenum Press 1980.

[2] W. Diesendorf - "Insulation Coordination in High Voltage Electric Power Systems" - Butterworsth & Co. 1974.

[3] L.E. Nora Dias, O. Kastrup Filho et Alli - "Coordenação de Isolamento das Subestações do Sistema de Transmissão de Itaipu" - IV SNPTEE - Rio de Janeiro - 1977.

[4] L. Lagostina, A. Porrino - "Insulation Coordination for UHV Substations" - Italy USA Joint Workshop, July 1982.

[5] Norma ABNT - NBR 6939 - Coordenação de Isolamento.

[6] "The Principles and Practice of Insulation Coordination" - Canadian Standards Association - Committee C308.

[7] "Transmission Line Reference Book - 345 kV and Above/Second Edition" - EPRI.

[8] J.A. Jardini, A. Vian - "Definição dos Isolamentos" - Laticon 1974.

[9] "The Effect of Safety Regulations on the Design of Substations" - CIGRE SC 23 - Electra nº 19.

[10] Norma ABNT - NBR 8186 - Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento.

[11] Markwssen, Matravers, Poward, Toschini - "The Insulation Between Terminals of Circuit-Breakers and Disconnectors" - Electra nº 26.

[12] J.C. Cronin, R.G. Colclaser, R.F. Lehman - "Transient Lightning Overvoltage Protection Requirements for a 500 kV Gas-Insulated Substation" - IEEE PAS 97/1 - January/February 1978

[13] H.M. Lacey - "The Lightning Protection of High-Voltage Overhead Transmission and Distribution Systems" - Proc. IEE Vol. 96-1949.

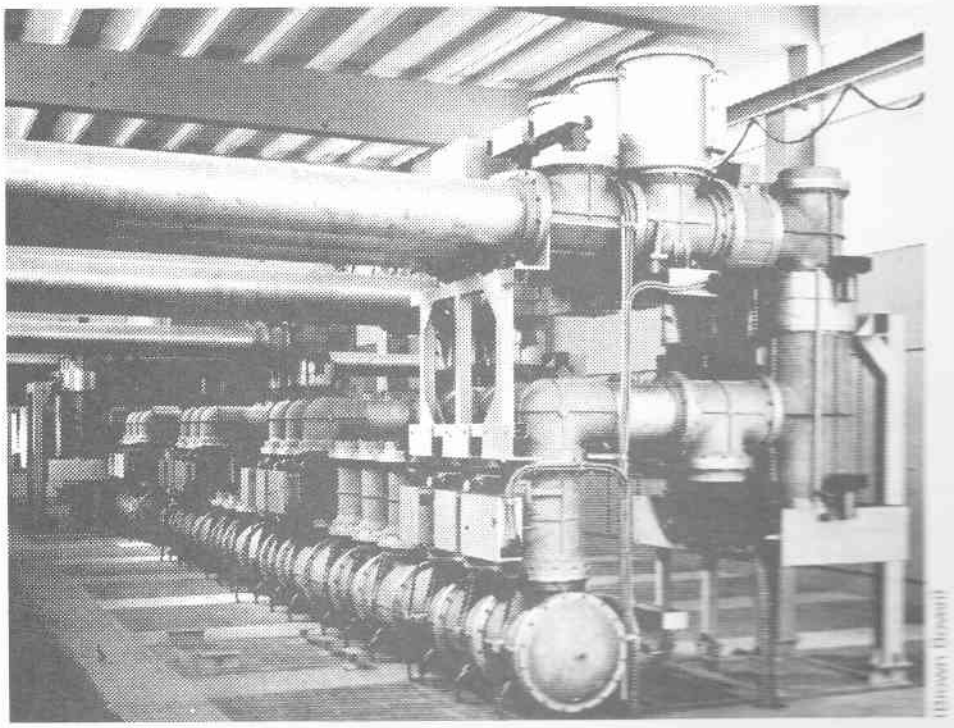
[14] C.F. Wagner, I.W. Gross, B.L. Lloyd - "High-Voltage Impulse Tests on Transmission Lines" - AIEE Transactions Pt. III, 73 - 1954

[15] Norma IEC - Publicação 694 - Common Clauses for High - Voltage Switchegear and Controlgear Standards.

Capítulo 11

Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a SF_6

Francisco M. Salgado Carvalho



1 Introdução

A utilização de subestações isoladas a SF_6 vem crescendo em todo o mundo, na medida em que vão se tornando mais econômicas e mais adequadas que as subestações convencionais. Esta utilização ocorre, principalmente, no caso de subestações dentro de áreas metropolitanas com problemas de espaço. Outra grande aplicação de subestações isoladas a SF_6 é nos centros de geração, onde a natureza do terreno (não quanto à área disponível) solicita, às vezes, a utilização de equipamentos que ocupem pouco espaço.

A grande vantagem das subestações isoladas a SF_6 são as suas dimensões compactas. Os espaços típicos ocupados por este tipo de subestações são bem menores quando comparados com subestações convencionais. Tem-se informação de que uma subestação isolada a SF_6 ocupa 1/25 do volume e 1/10 da área de uma subestação convencional. Naturalmente, quanto menor for a tensão nominal do sistema, menores serão as dimensões ocupadas pelas mesmas.

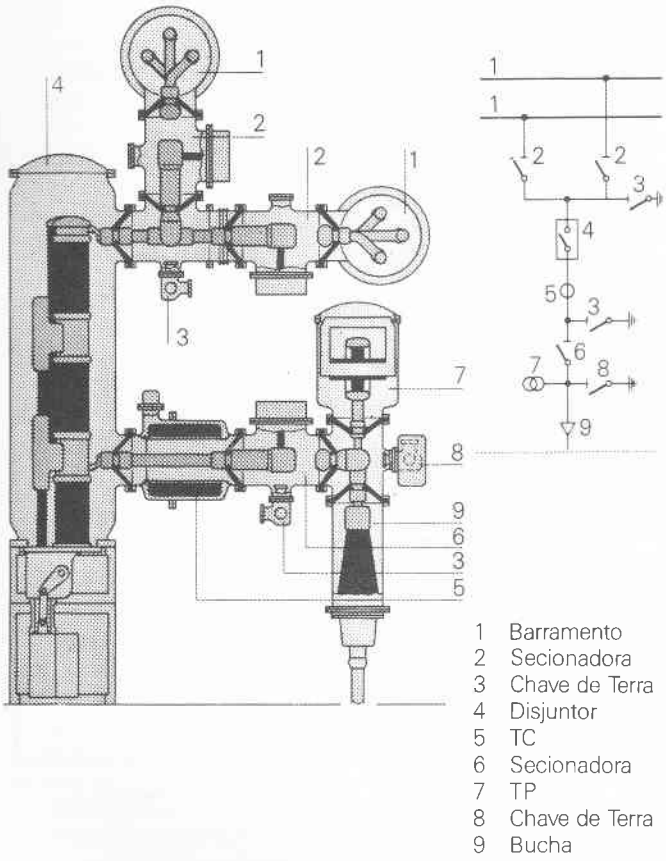


Figura 11.1 - Vista, em Corte, de um Terminal de uma Instalação Isolada a SF_6 (Brown Boveri)

Em princípio, uma subestação isolada a SF_6 possui os mesmos componentes que uma instalação convencional, ou seja: buchas, chaves seccionadoras, isoladores, chaves de aterramento, disjuntores e transformadores de instrumentos etc. A Figura 11.1, retirada da referência [13], mostra, para efeito ilustrativo, um terminal típico de uma subestação isolada a SF_6.

O invólucro metálico, formado por elementos tubulares, envolve completamente as partes energizadas. As partes energizadas são suportadas por isoladores e isoladas do invólucro pelo gás SF_6, a uma determinada pressão de serviço. Alguns dos isoladores são projetados como se fossem barreiras, subdividindo a instalação em compartimentos separados. Este tipo de projeto simplifica o trabalho de inspeção, manutenção e revisões que, porventura, se execute nas instalações. Com as subestações isoladas a SF_6 se conseguem os mesmos tipos de esquemas de manobra que numa subestação convencional (barra dupla, anel, disjuntor e meio etc.).

2 Sobretensões Impostas a uma Subestação Isolada a SF_6

As subestações isoladas a SF_6 são expostas aos mesmos tipos de sobretensões que as subestações convencionais, isto é, sobretensões temporárias, sobretensões de manobra e sobretensões atmosféricas.

De uma maneira genérica, as sobretensões temporárias, de manobra e atmosféricas num sistema elétrico projetado segundo padrões habituais poderão atingir os níveis ilustrados da Figura 11.2, a seguir.

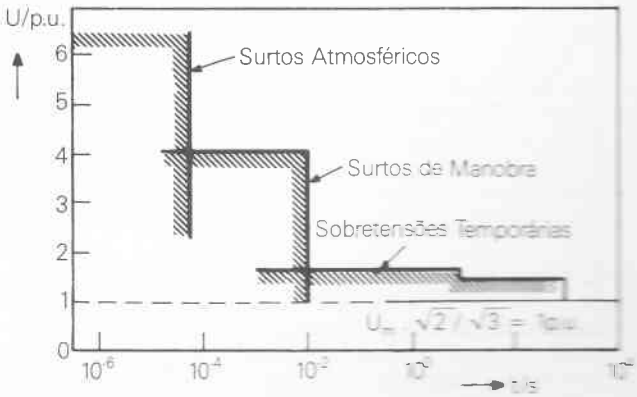


Figura 11.2 - Valores Típicos das Diferentes Sobretensões em um Sistema E.A.T.

Nas Figuras 11.3 e 11.4, a seguir, indica-se a característica tensão x tempo, dos isolamentos a ar e dos isolamentos a SF_6, respectivamente. Observar que a altura da curva, em relação ao eixo das tensões, dependerá do nível de isolamento para impulsos atmosféricos destes isolamentos.

Nas Figuras 11.5 e 11.6, a seguir, é mostrada a superposição das curvas tensão x tempo dos dois tipos de isolamento (ar e SF_6, respectivamente) com o diagrama das sobretensões que se espera obter no sistema, que deverá ter sido dimensionado seguindo padrões habituais.

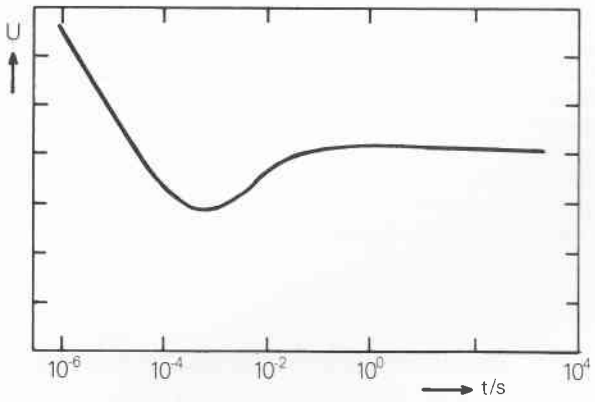


Figura 11.3 - Característica Típica, Tensão x Tempo, de um Isolamento a Ar

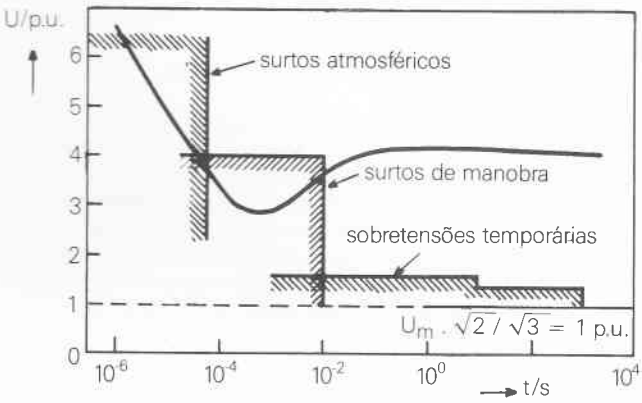


Figura 11.5 - Superposição da Característica Tensão x Tempo de um Isolamento a Ar com o Diagrama Geral de Sobretensões

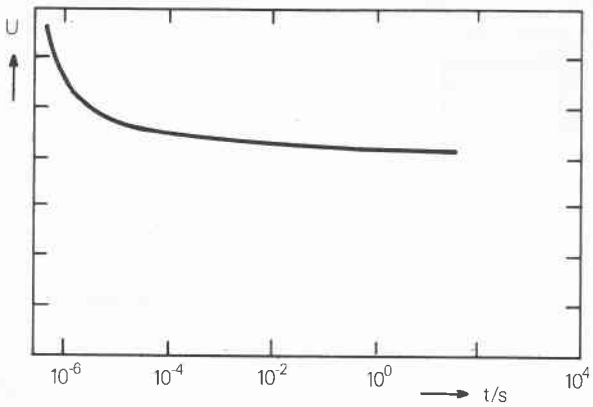


Figura 11.4 - Característica Típica, Tensão x Tempo, de um Isolamento a SF_6

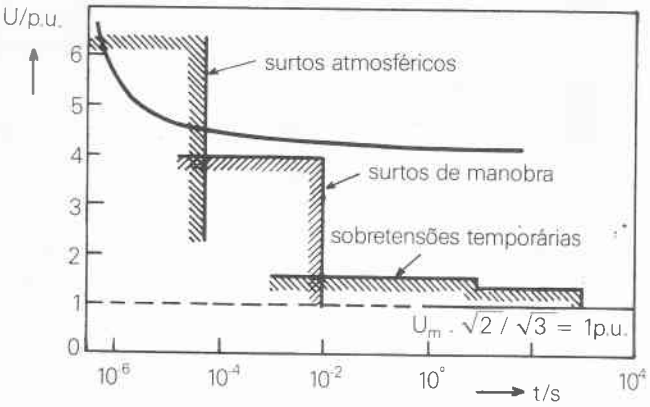


Figura 11.6 - Superposição da Característica Tensão x Tempo de um Isolamento a SF_6 com o Diagrama Geral de Sobretensões

Nestas figuras, observa-se que no caso dos isolamentos a ar (aqui deve-se entender as subestações convencionais) a característica tensão x tempo do isolamento poderá ser superada tanto na região das sobretensões atmosféricas quanto na das sobretensões de manobra. Isto explica o fato de que, ao se fazer a coordenação de isolamento das subestações convencionais, tanto as sobretensões de manobra quanto as sobretensões atmosféricas deverão ser investigadas.

Para os isolamentos a SF_6, observa-se que a característica tensão x tempo dos referidos isolamentos será ultrapassada apenas na faixa correspondente as sobretensões atmosféricas.

Desta análise deve-se entender, nesta fase inicial, as razões pelas quais a coordenação de isolamento das subestações isoladas a SF_6 se faz investigando apenas o efeito das sobretensões de origem atmosféricas sobre as mesmas.

As sobretensões temporárias são importantes porque determinam a escolha da tensão nominal dos pára-raios e, por conseguinte, os seus níveis de proteção. As mais importantes sobretensões temporárias são aquelas que ocorrem devido à superposição de falhas a terra com rejeição de carga. Algumas vezes haverá o risco de que apareçam as chamadas sobretensões ressonantes, devido às não linearidades do sistema. Estas sobretensões poderão ser evitadas por um conveniente projeto do sistema. Neste caso, devido à característica tensão x tempo dos isolamentos a SF_6, o comportamento deste tipo de isolamento para estas sobretensões será sempre satisfatório.

No que diz respeito às sobretensões de manobra, a IEC e o IEEE padronizaram os níveis de isolamento das subestações isoladas a SF_6 numa faixa situada entre 2,28 – 3,47 p.u. e é necessário proteger as mesmas contra sobretensões que cheguem a valores superiores a estes.

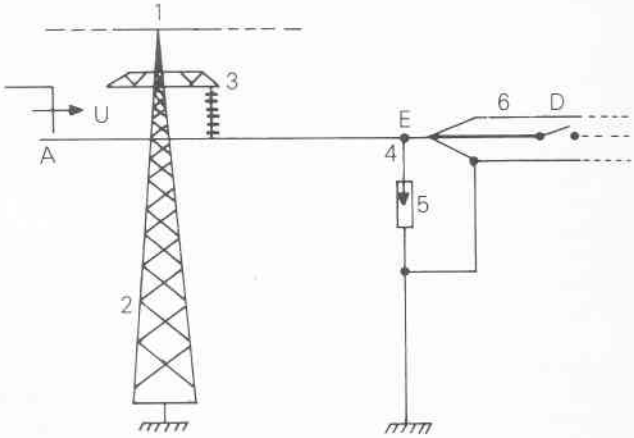
Normalmente, esta proteção é conseguida se a subestação estiver bem protegida contra sobretensões atmosféricas.

A formação das tensões no interior dos barramentos isolados a SF_6 é um fenômeno puramente de ondas trafegantes. Como a taxa de crescimento das sobretensões de manobra é bem mais lenta (100-200 μs) e as distâncias dentro do SF_6 bem curtas, não se terão, ao longo de todo o barramento isolado a SF_6, sobretensões maiores que a tensão de disparo para surtos de manobra dos pára-raios.

As sobretensões atmosféricas são geradas quando uma carga atmosférica atinge o cabo fase ou o cabo pára-raios da linha de transmissão. Após a ocorrência, as sobretensões atmosféricas se propagam para dentro dos barramentos isolados a SF_6. Devido à forma de propagação das sobretensões nos barramentos isolados a SF_6 e pela natureza destas sobretensões, é pelo estudo detalhado das mesmas que se faz a coordenação de isolamento de subestações isoladas a SF_6.

3 Princípio de Propagação de Sobretensões Atmosféricas num Barramento Isolado a SF_6

Com a finalidade de explicar o desenvolvimento de uma sobretensão típica em um barramento isolado a SF_6 ligado a uma linha de transmissão aérea, considere-se o sistema mostrado na Figura 11.7, a seguir.



1 Cabo Pára-Raios
2 Torre
3 Cadeia de Isoladores
4 Ligação do Pára-Raios à Fase
5 Pára-Raios
6 Barramento Isolado a SF_6

Figura 11.7 - Arranjo Mostrando Linha Aérea Ligada a um Barramento Isolado a SF_6

A tensão (U) proveniente da linha (A) chega, após um tempo de viagem T_1, até a entrada do barramento isolado a SF_6 (ponto E). Neste ponto o surto encontra uma impedância de surto consideravelmente menor e é reduzido em amplitude. Uma tensão de menor valor (βU) é transmitida para dentro do barramento isolado a SF_6.

O exemplo que se pretende mostrar fica simplificado se a onda de sobretensão que chega ao barramento isolado a SF_6 pela linha for um degrau de tensão (de valor U). A impedância de surto da linha aérea (cerca de 300 ohms) é consideravelmente maior que a impedância de surto do barramento isolado a SF_6 (cerca de 60 ohms). Então ocorrerá uma reflexão de onda na entrada do barramento isolado a SF_6. Com base nestas impedâncias tem-se que o coeficiente de transmissão (β) é de 1/3 e o de reflexão (α) de -2/3.

A tensão na entrada do barramento (U_E) e na chave aberta (U_D) aumenta com o número de reflexões nestes respectivos pontos (n), e o pior caso ocorre se a onda transmitida βU é suficiente para disparar o pára-raios. Neste caso, a tensão na chave aberta será então duas vezes a tensão de disparo do pára-raios (isto é, a tensão na chave aberta é duas vezes o nível de proteção do pára-raios).

Por outro lado, se o pára-raios dispara por causa do crescimento da tensão (no ponto E) devido à primeira onda de tensão refletida no ponto D, a máxima tensão no ponto D excederá o nível de proteção do pára-raios pelo fator:

$$k = \frac{2\,(2-\beta)}{3-\beta}$$

Deve-se entender os conceitos onde se refere à operação de pára-raios imaginando que este equipamento, ao operar, mantivesse a tensão da barra onde se encontra instalado constante e igual ao seu valor de disparo (esta forma de se analisar o efeito da operação dos pára-raios facilita o entendimento e é usada normalmente no estudo da teoria de sobretensões).

Também, com a finalidade de entender o desenvolvimento das tensões numa subestação isolada a SF_6, comparar-se-ão os conceitos descritos anteriormente, onde se imaginou que a onda de tensão que chega pela linha tem inclinação infinita (ou seja, é um degrau), com uma outra situação onde, agora, a onda que chega à subestação a SF_6 é uma rampa com tempo de subida superior a 2τ (onde τ é o tempo de viagem da onda pelo barramento isolado a SF_6 que se está considerando como exemplo). Esta segunda situação é mais próxima da realidade. A formação teórica das tensões é ilustrada na Figura 11.8 para o caso de uma taxa constante (S) de crescimento da onda incidente.

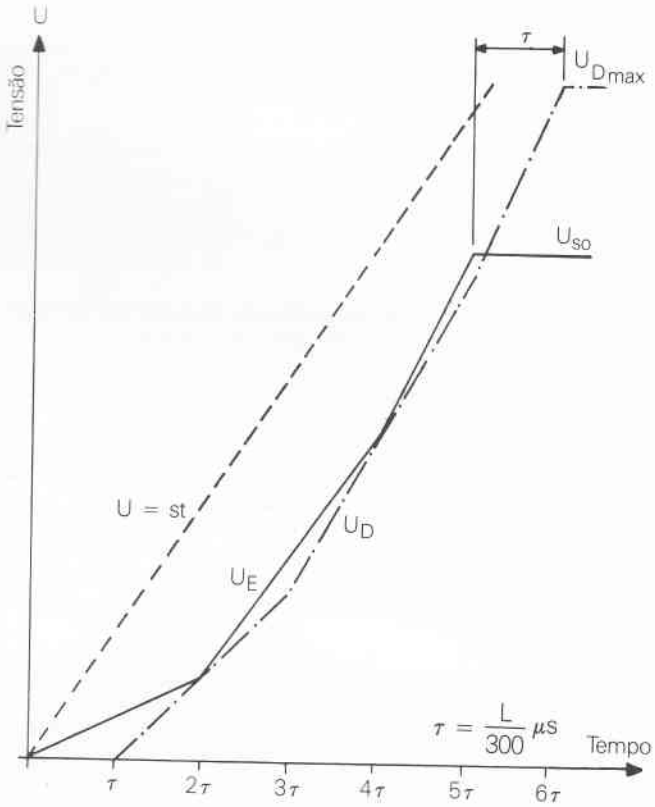
As sobretensões no barramento isolado a SF_6 são dependentes dos seguintes parâmetros:

- inclinação (S) da onda de tensão que chega pela linha
- relação das impedâncias de surto, ou seja, o coeficiente de transmissão β
- comprimento do barramento isolado a SF_6, ou do tempo correspondente τ de viagem da onda através deste mesmo barramento

A Figura 11.8, a seguir, mostra que o crescimento da tensão é constante entre cada duas reflexões no interior do barramento isolado a SF_6. Vê-se, também, que este crescimento é aumentado após cada reflexão e atingirá um máximo de 2S após infinitas reflexões.

Já após um certo número de reflexões dentro do barramento isolado a SF_6, a inclinação das tensões no interior do referido barramento é maior que a inclinação da onda incidente.

A Figura 11.8 mostra, também, que o pára-raios ao disparar, neste exemplo, mantém a sua tensão constante e igual ao valor da tensão de disparo, conforme já explicado anteriormente neste mesmo item.



U_E	Tensão na entrada do SF_6
U_{so}	Tensão de disparo do pára-raios
U_D	Tensão no terminal aberto
U	Onda de tensão incidente
L	Comprimento do barramento isolado a SF_6 em metros
S	Inclinação da onda incidente
τ	Tempo de tráfego no barramento a SF_6

Figura 11.8 - Tensões na Entrada (U_E) e Final (U_D) do Barramento Isolado a SF_6 - Onda Incidente (U) sob a Forma de Rampa.

Observa-se que o efeito do disparo do pára-raios atinge a chave aberta após um tempo de viagem τ, mais tarde. Durante este tempo a tensão no terminal aberto cresceu um valor igual à sua inclinação, naquele período, vezes τ. Dessa forma entende-se por que quanto mais longo o barramento isolado a SF_6, maior será a diferença das tensões no terminal aberto e na entrada.

Deve ficar entendido que, em resumo, o objetivo do exposto neste item é apenas dar uma idéia de como as tensões se desenvolvem no interior de um barramento isolado a SF_6. Numa subestação real este cálculo se torna mais complicado e somente poderá ser feito com o auxilio de um programa de transitórios.

4 Características das Descargas Atmosféricas que atingem as Linhas de Transmissão Ligadas as Subestações Isoladas a SF_6

4.1 Origem das Sobretensões Atmosféricas que Atingem uma Subestação Isolada a SF_6

As sobretensões atmosféricas que atingem uma subestação poderão ser provenientes de uma descarga atmosférica direta, isto é, uma daquelas que atingem diretamente o condutor fase, ou de uma descarga atmosférica indireta, isto é, uma daquelas que atingem o cabo pára-raios da linha e, posteriormente, provocam uma descarga do isolador do condutor fase, devido à elevação de tensão na torre em relação à tensão na fase.

4.2 Descargas Diretas

As descargas diretas são aquelas que atingem diretamente o cabo fase, e, geralmente, são as de valor mais baixo. O valor da corrente mais elevada que atinge um cabo fase de uma linha de transmissão pode ser calculado através do modelo eletrogeométrico da linha, desde que se conheça a geometria de uma torre típica da linha que se liga à subestação. Por outro lado, a literatura disponível sobre o assunto [3] apresenta uma tabela recomendando valores, previamente definidos, de ondas de tensão que devem ser utilizadas nos estudos de coordenação de isolamento para diferentes níveis de tensão das subestações isoladas a SF_6.

4.2.1 Valores Recomendados pela Literatura

A comunidade envolvida com os estudos de coordenação de isolamento de subestações a SF_6, de origem européia e, principalmente, congregada em torno da CIGRÉ [3], apresenta uma tabela (reproduzida a seguir na Tabela 11.1) com os valores de ondas incidentes recomendados para se utilizar nos estudos. A apresentação destes valores não é acompanhada com a descrição da maneira como foram obtidos. A outra forma de determinar as ondas incidentes, que se apresenta a seguir, obtidas pelo modelo eletrogeométrico, parece ser mais adequada.

TABELA 11.1 - Valores de Onda Incidente Recomendados para Serem Utilizados nos Estudos de Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a SF_6

Tensão Mais Alta do Sistema (kV)	Onda Incidente	
	Taxa de Crescimento (kV/us)	Amplitude (kV)
800	1200	3000
500	1200	2500
420	1200	1800
362	1200	1500
245	1000	1200

4.2.2 Cálculo Através do Modelo Eletrogeométrico

Um método simplificado de se calcular as máximas correntes de descargas atmosféricas que podem atingir o condutor fase leva em conta o modelo eletrogeométrico da linha.

O método utilizado para esta finalidade foi apresentado por Gordon W. Brown [5] e por E.R. Whitehead & Gordon W. Brown [6].

Este método permite o cálculo das máximas correntes de descargas atmosféricas que atingem o cabo fase com bastante precisão e já foi, inclusive, comprovado em cerca de 120.000 km x ano de linhas de transmissão, segundo pesquisa publicada pela CIGRÉ, em 1974.

A falha de blindagem de linhas de transmissão é função da máxima distância de incidência que é governada pela configuração geométrica da linha de transmissão.

A falha de blindagem diz respeito às descargas atmosféricas que passam pelos cabos pára-raios das linhas e atingem os cabos fase. Estas falhas de blindagem podem ou não provocar o desligamento das linhas.

O método mostra que a falha de blindagem é uma função apenas da máxima distância de incidência.

No Capítulo 10, onde se apresenta a "Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a Ar", está mostrado, em detalhes, o cálculo da máxima corrente que atinge o condutor fase, através do modelo eletrogeométrico. Mostra-se, também, o cálculo da tensão incidente na subestação, correspondente a esta corrente.

4.3 Descargas Indiretas

Uma vez calculada, através do modelo eletrogeométrico da linha, o valor da maior corrente que pode incidir no cabo fase, as descargas atmosféricas de maior valor que vierem a atingir a linha incidirão sempre no cabo guarda, no meio de um vão ou no topo da própria torre. Assim, os parâmetros (amplitude, tempo de crista ou taxa de crescimento) das descargas atmosféricas devem ser escolhidos sempre do lado da segurança, uma vez que a adoção de valores conservativos é necessária, pelo fato do isolamento a SF_6 não ser auto-regenerativo, isto é, quase sempre que acontecer uma descarga no seu interior haverá algum dano permanente.

Deste modo os estudos devem utilizar o maior valor de corrente possível de acontecer. As referências [2, 4] indicam 150kA, para linhas de tensão nominal 500 kV, mas pode-se considerar até 200 kA. Quanto ao tempo de crista, é razoável admitir um mínimo de 0.5 μs, já com bastante dose de conservadorismo. Valores mais elevados deste parâmetro deverão, contudo, ser considerados nos estudos práticos.

No Capítulo 10, onde se apresenta a teoria sobre "Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a Ar" e no Capítulo 4, onde se apresenta a teoria sobre "Sobretensões Atmosféricas", poderão ser encontrados maiores detalhes sobre as características das descargas atmosféricas.

5 Características Nominais de Isolamento de Subestações Blindadas Isoladas a SF_6

O nível de isolamento para impulsos provocados por descargas atmosféricas (BIL) e o nível de isolamento para impulsos provocados por manobras (BSL) das subestações isoladas a SF_6 já são padronizados pela IEC (norma IEC 517) e pela ANSI (Grupo de Trabalho 70.1, do IEEE).

Na Tabela 11.2, os valores padronizados pelas duas normas são reproduzidos.

Conforme já foi dito anteriormente, a taxa de crescimento dos surtos de manobra é bastante lenta, de forma que se terá a mesma tensão ao longo de toda a subestação. Esta tensão será igual ao valor do nível de proteção dos pára-raios para surtos de manobras. Os valores máximos devidos aos surtos atmosféricos, deverão ser obtidos através das simulações digitais conforme será visto oportunamente. Estes últimos são funções da configuração da subestação, forma da onda de tensão incidente, característica e localização dos pára-raios etc.

5.1 Escolha dos Níveis de Isolamento (Margens de Proteção)

Para determinar quais os níveis de isolamento que deverão ser especificados, devem-se efetuar os cálculos de todas as sobretensões que poderão aparecer no interior do barramento isolado a SF_6, de forma a se determinar as máximas sobretensões possíveis de acontecer. Para isto, deverão ser simuladas diferentes situações, adotando-se a onda de tensão que atinge a subestação, seguindo os critérios definidos anteriormente. Da mesma forma, diferentes configurações deverão ser admitidas para a subestação (linha aberta, saída de linhas, saída de linhas e transformadores, saída de transformadores etc) de forma a se pesquisarem as máximas sobretensões que ocorrerão no interior da subestação.

Segundo a literatura, os seguintes critérios, atualmente, devem ser usados para se especificar os níveis de isolamento, após efetuados os estudos que fornecerão as máximas sobretensões.

— Para surtos de manobra

Nível de Isolamento = Máxima sobretensão encontrada x 1,15

— Para surtos atmosféricos

Nível de Isolamento = Máxima sobretensão encontrada x 1,20

Conforme já foi dito anteriormente, a taxa de crescimento dos surtos de manobra é bastante lenta, de forma que se terá a mesma tensão ao longo de toda a subestação. Esta tensão será igual ao valor do nível de proteção dos pára-raios para surtos de manobras. Valores máximos devidos aos surtos atmosféricos, deverão ser obtidos através das simulações digitais conforme será visto oportunamente. Estes últimos são funções da configuração de subestação, forma da onda de tensão incidente, característica e localização dos pára-raios etc.

As margens de segurança colocadas sobre as máximas sobretensões encontradas são propostas com a finalidade de cobrir possíveis imprecisões de cálculo (sobretensões atmosféricas impostas à subestação, não consideração da tensão à frequência industrial etc.) e, também, devido ao envelhecimento de isolamentos.

TABELA 11.2 — Níveis de Isolamento de Subestações Isoladas a SF_6

Tensão Nominal do Sistema kV (rms)	Nível de Isolamento à Freqüência Nominal (kV)		Nível de Isolamento à Impulsos Atmosférico (kV)		Nível de Isolamento à Impulso de Manobra (kV)	
	IEC	ANSI	IEC	ANSI	IEC	ANSI
245	395	425	950	900	—	—
362	450	500	1175	1050	950	825
420	520	—	1300	—	1050	—
525/550	620	615	1425	1550	1175	1240
765/800	830	860	1800	1800	1425	1425

6 Métodos de Limitação de Sobretensões em uma Subestação Isolada a SF_6

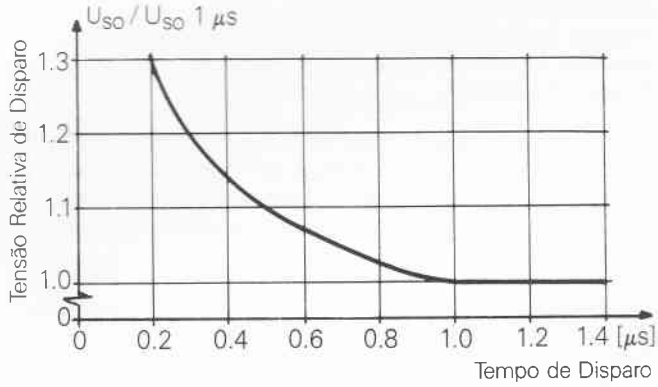
Os dispositivos de proteção para subestações isoladas a SF_6 são pára-raios convencionais (aéreos ou encapsulados), pára-raios de óxido de zinco (aéreos ou encapsulados) e, finalmente, os centelhadores.

Os níveis de isolamento (para impulsos de manobra ou impulsos atmosféricos) que já são padronizados (pelas normas ANSI e IEC) não deverão ser atingidos pelas máximas sobretensões que poderão acontecer no interior das subestações isoladas a SF_6. Mais do que não atingir os níveis de isolamento especificados, deverá existir uma faixa de segurança entre as máximas sobretensões encontradas no interior das subestações e os níveis de isolamento das mesmas, conforme mostrado no item 5.1. Este fator de segurança cobrirá situações tais como: envelhecimento de isolamentos, possíveis imprecisões nas condições de sobretensões impostas à subestação, efeito da não consideração da tensão à frequência industrial ao se calcular as sobretensões etc.

6.1 Limitação das Sobretensões por Pára-Raios Convencionais

Os pára-raios convencionais "cortam" as sobretensões que penetram na subestação, de acordo com a sua tensão de disparo (para surtos atmosféricos, surtos de manobra, frente de onda) e as controlam de acordo com a sua curva de descarga (tensão x corrente)

A característica de descarga para tempos maiores que 1 μs de um pára-raios bem projetado é aproximadamente constante. A Figura 11.9 mostra como aumenta a tensão de descarga para tempos menores que 1 μs. O gráfico é baseado em testes de pára-raios convencionais e encapsulados de diferentes níveis, incluindo pára-raios de 600 kV dos dois tipos.



U_{so} = tensão de disparo dos pára-raios
U_{so} 1μs = tensão de disparo dos pára-raios para surtos com frente de onda de 1 μs

Figura 11.9 - Tensão Relativa de Disparo em Função do Tempo de Disparo

Pára-raios de SF_6, encapsulados, não estão sujeitos às condições ambientais. Por isso não precisam de uma margem de segurança na tensão de descarga devido a problemas de poluição. A sua conexão direta com o

condutor dentro da subestação dispensa os cuidados que se tem com os pára-raios convencionais, decorrentes das longas conexões entre a linha e o aterramento.

6.2 Limitação das Sobretensões por Pára-Raios de Óxido de Zinco

Da mesma forma que os pára-raios convencionais, os pára-raios de óxido de zinco "cortam" as sobretensões que penetram nas subestações. Os pára-raios de óxido de zinco têm uma vantagem sobre os pára-raios convencionais. Esta vantagem advém do fato de que os primeiros (óxido de zinco) estão conduzindo corrente para qualquer valor de tensão no sistema, pois operam como se estivessem sempre disparados. Este fato faz com que, de uma maneira geral, as tensões que se desenvolvem no interior de uma subestação isolada a SF_6 sejam sempre menores quando protegidas por pára-raios de óxido de zinco. A escolha entre os dois tipos de pára-raios (convencional ou óxido de zinco) deverá ser econômica, levando-se em conta o custo dos pára-raios do tipo convencional em relação ao custo dos de óxido de zinco.

6.3 Limitação das Sobretensões por Centelhadores

O centelhador é, de certa forma, o estágio inicial (precursor) dos pára-raios e se constitui de um "gap" que possui tensões disparo, isto é, tensões acima das quais passará a haver uma condução de corrente através do mesmo. Assim como nos pára-raios, os centelhadores possuem tensão de disparo para surtos de manobra e surtos atmosféricos.

A diferença para os pára-raios vem do fato de que o centelhador é constituído apenas do "gap", não possui em série com o mesmo nenhuma resistência não linear que após o disparo defina uma curva de descarga (tensão x corrente).

Não é recomendável que a proteção de subestações isoladas a SF_6, seja feita por centelhadores. Isto é explicável pelo fato de que a tensão de disparo dos centelhadores cresce muito quando a frente da onda de tensão (que ele deve cortar) diminui. Em outras palavras, não se consegue manter sempre a mesma margem de proteção entre as máximas sobretensões que se terá dentro do barramento isolado a SF_6 (protegido por centelhadores) e os níveis de isolamento do próprio equipamento protegido, na medida em que a forma de tensão no ponto onde está instalado o centelhador varia.

A característica de descarga para "gaps" de ar não é desejável para a proteção do isolamento em SF_6. A tensão de descarga de um "gap" em ar aumenta consideravelmente com a taxa de crescimento da sobretensão, enquanto a característica do SF_6 apresenta um comportamento quase constante. Para que fosse satisfatório, o "gap" em ar necessitaria ter uma tensão de descarga para ondas de sobretensão devido às descargas atmosféricas o mais baixo possível, e apresentar uma alta tensão de descarga para surtos de manobra, para não operar durante operações normais de chaveamento.

Esta diferença entre este tipo de proteção, e o isolamento a ser protegido, dificulta a coordenação de isolamento e, muitas vezes, torna-se necessário um superdimensionamento. Para níveis de tensões baixas, para os quais o nível de isolamento é razoavelmente alto, o uso de centelhadores em ar é possível na entrada da linha na subestação. Porém, mesmo neste caso, frequentemente prefere-se colocar pára-raios nos terminais de transformadores existentes nas subestações, ao invés de utilizar também centelhadores.

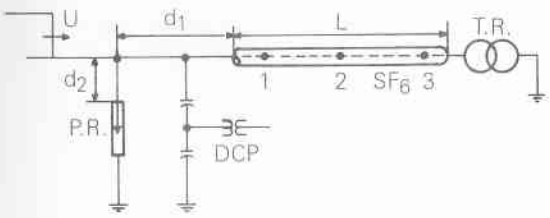
Centelhadores em SF_6, internos às subestações, provêem melhor meio de proteçao contra impulsos de descargas e surtos de que os em ar. Os centelhadores em SF_6 apresentam uma característica de curva tensão x tempo mais constante, tanto para a polaridade positiva quanto a negativa, do que centelhadores em ar. No entanto, para a sua utilização única parece ser necessário um superdimensionamento da subestação. São normalmente instalados na entrada das subestações e como proteção complementar aos pára-raios nos transformadores. Esta aplicação permite reduzir o custo de proteção. Sob o aspecto de proteção, é preferível a instalação de outro pára-raios na entrada da subestação.

Um outro importante problema que aparece na utilização de centelhadores para proteção de subestações isoladas a SF_6 são as sobretensões oscilatórias de alta freqüência que aparecem na subestação quando os centelhadores disparam.

É necessário examinar se os equipamentos isolados a SF_6 e os demais a eles conectados (DCP's, transformadores de potência etc.) suportam este tipo de tensão.

Na Tabela 11.3, apresentam-se os valores das sobretensões calculadas para o sistema mostrado na Figura 11.10, considerando-se o mesmo sem limitador de sobretensões, protegido por pára-raios convencionais, por pára-raios de óxido de zinco e, finalmente, por centelhadores. Na Figura 11.11 apresentam-se as curvas correspondentes às sobretensões desenvolvidas no "ponto 2", no interior do barramento isolado a SF_6 mostrado na Figura 11.10, com a aplicação de diferentes tipos de limitadores na entrada da subestação.

O sistema mostrado na Figura 11.10 utilizado como base para as simulações, cujos resultados estão mostrados na Tabela 11.3, tem tensão nominal 500 kV. A onda incidente considerada foi a sugerida pela Tabela 11.1 para sistemas desta classe de tensão. Foram simulados pára-raios convencionais de tensão nominal 444 kV e tensão de disparo para surtos atmosféricos U_{SO} = 1055kV, pára-raios de óxido de zinco de tensão nominal 420 kV e, finalmente, centelhadores com tensão de disparo para surtos atmosféricos U_{SO} = 1000 kV.



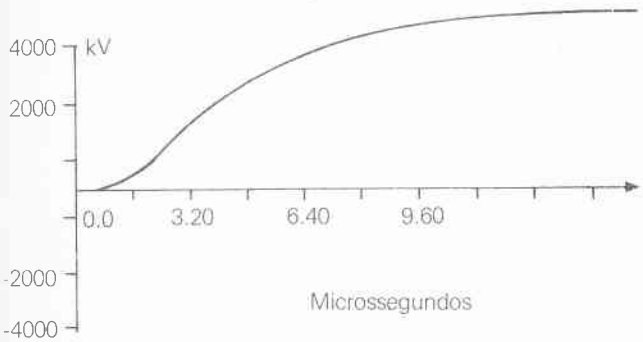
Tensão Nominal do Sistema = 500 kV

P.R. Pára-raios ou Centelhadores
T.R. Transformador de Força
DCP Divisor Capacitivo de Potencial
L Comprimento do SF_6 Protegido
d_1 Distância dos Pára-raios ao SF_6
d_2 Distância dos Pára-raios à Fase
1,2,3 Pontos internos ao SF_6
U Onda incidente na subestação através da linha

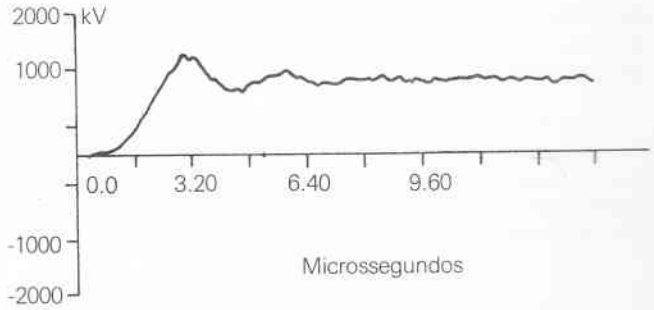
Figura 11.10 - Sistema Reduzido (Utilizado para Mostrar Atuação dos Pára-Raios e do Centelhador)

Tabela 11.3 - Valores de Sobretensões Máximas Encontradas ao Longo do Barramento Isolado a SF_6 com a Aplicação de Diferentes Tipos de Limitadores na Entrada da Subestação. Onda Incidente: Amplitude = 2500 kV Taxa de Crescimento = 1200 kV/μs

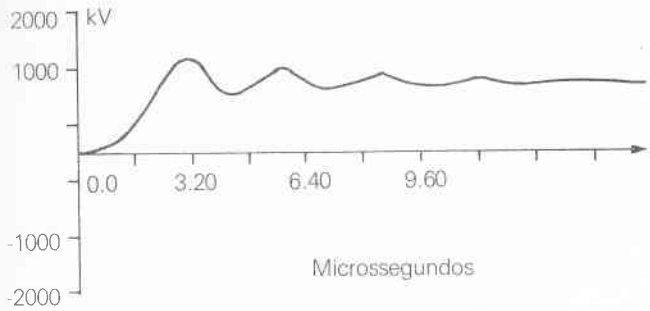
Limitador das Sobretensões	Valores Máximos de Tensão Encontrados no Barramento a SF_6 (kV)		
	Entrada da Linha no SF_6	Interna ao SF_6 (Ponto 2)	Terminais do Trafo
Sem limitador	4923	4918	4920
Pára-raios convencional	1315	1379	1438
Pára-raios óxido de zinco	1213	1302	1376
Centelhador	1320	1620	1688



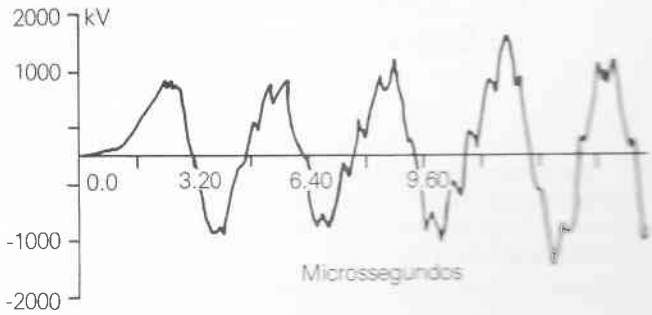
(a) sem limitador de sobretensões



(b) com pára-raios convencionais



(c) com pára-raios de óxido de zinco



(d) com centelhadores

Figura 11.11 - Sobretensões Internas ao Barramento Isolado a SF_6 (Ponto 2)

6.4 Limitação das Sobretensões por Cabos Pára-Raios e Aterramento das Linhas Conectadas à Subestação Isolada a SF_6

Uma proteção mais efetiva, por meio de cabos pára-raios, das linhas ligadas à subestação isolada a SF_6 até uma distância de 1 a 2 km da subestação, e uma melhoria proposital do aterramento das torres colocadas dentro desta distância é um método eficaz para se reduzir as sobretensões atmosféricas que atingem a subestação.

A proteção mais efetiva a que se refere é conseguida colocando-se torres especiais (ou pelo menos diferentes das que se utilizou na maior parte da linha) de forma a se dar uma maior proteção aos cabos fase da linha de transmissão.

Estas "torres especiais" poderiam ter, por exemplo, um número maior de cabos pára-raios ou, então, fornecer uma proteção maior dos cabos pára-raios em relação aos cabos fase.

Já a melhoria do aterramento das torres fará com que se tenha menor probabilidade de que as descargas que atingem os cabos pára-raios sejam causadoras de descargas dos isoladores das linhas. Com isso não haverá a condução de ondas de sobretensão através dos cabos fase, por descargas indiretas.

Este tipo de limitação das sobretensões que incidem na subestação diminui o valor das máximas sobretensões que se desenvolvem no interior do SF_6. A utilização deste método de limitação deve ser avaliada para cada projeto, em particular.

7 Dados Específicos e Fundamentais a Serem Utilizados nos Estudos de Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a SF_6

Neste item apresenta-se a forma como cada um dos componentes existentes no sistema deve ser representado em estudos de sobretensões transitórias visando a coordenação de isolamento.

7.1 Barramento Isolado a SF_6

O barramento isolado a SF_6 é representado por sua impedância de surto. O valor desta impedância de surto pode ser calculado, para o caso dos barramentos que contêm uma fase por conduto isolado a SF_6, Figura 11.12.a, pela expressão 11.1. Este tipo de barramento é o que mais se utiliza em escala comercial.

$$Z = \frac{1}{2\pi}\sqrt{\frac{\mu}{\epsilon}}\, ln\frac{r_2}{r_1} \text{ ohms} \qquad (11.1)$$

Onde:

Z = impedância de surto do barramento isolado a SF_6

$2r_1$ = diâmetro externo do condutor

$2r_2$ = diâmetro interno do duto de SF_6

$\epsilon = 8{,}855 \times 10^{-12} \frac{A.s}{A.m}$ permissividade do vácuo e do SF_6

$\mu = 4\pi \times 10^{-7} \frac{V.s}{A.m}$ permeabilidade do vácuo e do SF_6

Substituindo-se valores de ϵ e μ em (11.1), tem-se:

$$Z \quad 60\, ln\, r_2/r_1 \text{ ohms} \qquad (11.2)$$

A velocidade de propagação da onda no SF_6 é $v = \sqrt{1/LC} = \sqrt{1/\mu\epsilon} = 300$ m/μs, que é igual à velocidade da luz.

O valor de r_2/r_1 considerado ótimo, pelos diferentes fabricantes (ASEA, Delle-Allsthom, Brown Boveri, Siemens e I.T.E — Gould), para o projeto de um barramento isolado a SF_6 é quando se tem $r_2/r_1 \cong e \cong 2{,}72$, e para o qual $Z = 60$ ohms. Devido a pequenas variações de dimensões, em torno do valor ótimo, uma faixa de 55 a 100 ohms é encontrada para todas as classes de tensões.

Embora não sejam muito utilizados, mostra-se abaixo como calcular as impedâncias de surto para os barramentos isolados a SF_6 que possuem as três fases dentro de um mesmo condutor. As Figuras 11.12.b e 11.12.C, ilustram estes casos.

Para este segundo tipo de barramento, tem-se uma matriz de impedâncias, pois, agora, estando as fases dentro de um único invólucro, aparecerão impedâncias de surto mútuas entre as mesmas. Esta matriz tem a forma:

$$(Z_2) = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix}$$

Onde os elementos da matriz podem ser calculados pelas seguintes equações:

$$Z_s = 60 \ln \frac{r_2^2 - x_i^2 - y_i^2}{r_2 \cdot r_1} \text{ ohms} \qquad (11.3)$$

$$Z_m = 60 \cdot \ln \sqrt{\frac{(r_2^2 - x_i x_k - y_i y_k)^2 + (x_i y_k - y_i x_k)^2}{r_2^2 \, [(x_i - x_k)^2 + (y_i - y_k)^2]}} \text{ ohms} \qquad (11.4)$$

Se a disposição dos condutores dentro do invólucro foi simétrica, ter-se-á apenas uma única impedância de surto próprio e uma única impedância de surto mútua.

$$(Z_2) = \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix}$$

Para o arranjo simétrico, mostrado na Figura 11.12.c a matriz (Z_2) foi calculada, e apresentada na referência [12], com os seguintes resultados exatos:

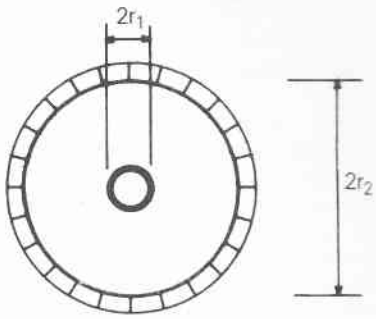
$$(Z_2) = \begin{bmatrix} 95 & 15 & 15 \\ 15 & 95 & 15 \\ 15 & 15 & 95 \end{bmatrix}$$

Para o arranjo assimétrico, mostrado na Figura 11.12.b, a matriz (Z_2) foi calculada de acordo com as dimensões utilizadas por um fabricante da Alemanha [12], e apresentou os seguintes resultados exatos:

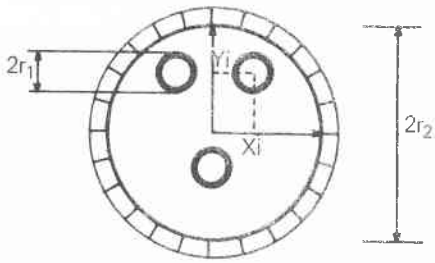
$$(Z_2) = \begin{bmatrix} 94 & 19 & 11 \\ 19 & 94 & 19 \\ 11 & 19 & 94 \end{bmatrix}$$

Normalmente, são encontrados valores dentro das seguintes faixas:

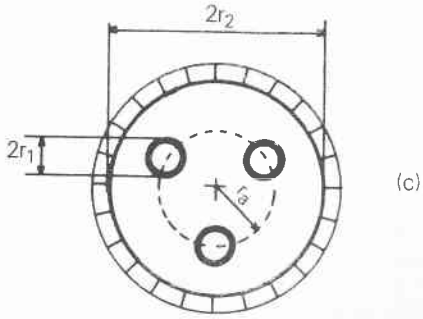
Z_m = 10 - 30 ohms
Z_s = 90 - 130 ohms



(a) Uma fase por invólucro (mais utilizado comercialmente)



(b) Três fases por invólucro (arranjo assimétrico)



r_1 = 40 mm
r_a = 138 mm
r_2 = 273 mm

* Valores Típicos Utilizados para Exemplo

(c) Três fases por invólucro (arranjo simétrico)

Figura 11.12 - Tipos de Barramentos Isolados a SF_6

7.2 Elementos Dentro do Barramento Isolado a SF_6

7.2.1 Disjuntores

Os disjuntores podem ser representados, a princípio, por sua impedância de surto Z_C e seu comprimento l_C. Os disjuntores incluem muitos dispositivos de chaveamento e de extinção de arco e então possuem um diâmetro um pouco maior que o barramento. Conseqüentemente, a impedância de surto Z_C é um pouco menor que a do próprio barramento isolado a SF_6. A impedância de surto do disjuntor pode ser calculada pela fórmula abaixo:

$$Z_C = \frac{l_C}{C_C.v} \text{ ohms}$$

Onde:

l_C = comprimento (em mm)

C_C = capacitância interna do disjuntor

v = velocidade de propagação da onda (v = 300 m/μs)

Normalmente, entretanto, em estudos práticos considera-se que a impedância de surto do disjuntor é a mesma que a do restante do barramento.

TABELA 11.4 - Dados de Disjuntores de Barramentos Isolados a SF_6

Tensão Nominal (kV)	Comprimento l_C (mm)	Capacitância Interna C_C(pF)	Impedância de Surto Z_C (ohms)
66-72,5	1200-2000	200	20-33
123-170	1300-3300	150-300	26-79
245-300	1600-4000	160-400	33-79
362-550	2400-8000	210-800	33-86
800	4800	300	53

7.2.2. Buchas

A conexão entre o barramento isolado a SF_6 e as linhas aéreas (ou cabos, se for o caso) é feita através de buchas especialmente construídas para este fim.

Nos estudos realizados para a coordenação de isolamento, estes equipamentos são representados por capacitâncias concentradas com os seguintes valores:

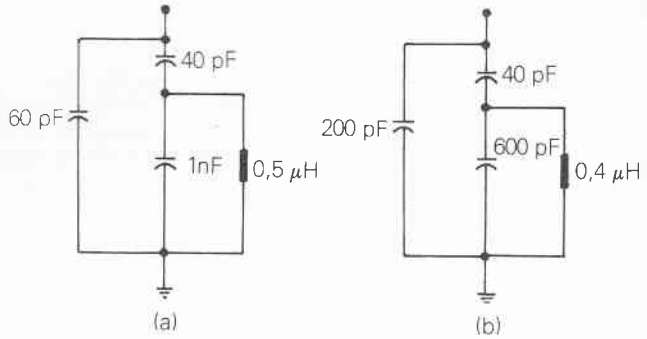
- buchas isoladas a SF_6: C = 25 - 150 pF
- buchas isoladas a óleo-papel: C = 100 - 1000 pF
- buchas isoladas a resina-papel: C = 100 - 1000 pF
- buchas isoladas a SF_6 -óleo: C = 190 - 550 pF

Os valores mais altos são representativos para tensões mais elevadas.

7.2.3 Transformadores de Potencial

a. Transformador de Potencial Indutivo

O circuito equivalente para representação destes equipamentos é mostrado na Figura 11.13. Algumas vezes uma mera capacitância de 100 pF é utilizada



(a) Isolamento a SF_6 - Tensão Nominal > 145 kV
(b) Isolamento de Resina Epoxy-Tensão Nominal < 145 kV

Figura 11.13 - Circuito Equivalente para Representação de um Transformador de Potencial Indutivo

b. Divisor Capacitivo de Potencial

São representados por uma capacitância concentrada, de acordo com a Tabela 11.5, abaixo:

TABELA 11.5 - Capacitâncias de Surto Típicas para serem Utilizadas na Representação de Divisores Capacitivos de Potencial

Tensão Nominal (kV)	Capacitância C_{DCP} (nF)
145	16
245	8 - 11
362	8
420	4 - 7
550	5
800	2 - 3,5

7.2.4 Demais Elementos

A influência dos demais elementos que são encontrados dentro dos barramentos isolados a SF_6, tais como secionadores em posição fechada e transformadores de corrente, é desprezada devido aos seus pequenos comprimentos.

7.3 Elementos Fora do Barramento Isolado a SF_6

7.3.1 Linha de Transmissão

A linha de transmissão que serve de veículo para as ondas que atingem a subestação é representada por suas impedâncias de surto. O cálculo das impedâncias de surto da linha é feito facilmente na medida em que se conheça o condutor utilizado e a geometria da mesma.

7.3.2 Transformador de Potência

Os transformadores de potência são representados por capacitâncias de surtos.

Na Tabela 11.6, a seguir, são apresentados dados típicos que poderão ser utilizados nesta representação de acordo com a literatura disponível sobre o assunto.

TABELA 11.6 — Capacitâncias de Surto Típicas para Serem Utilizadas na Representação dos Transformadores de Potência

Tensão Nominal (kV)	Capacitância C_T (nF)
362	1,5 - 4,0
420	1,5 - 6,0
425	1,5 - 8,0
765	1,5 - 10,0

Estas capacitâncias variam numa faixa de 2 - 10 nF, dependendo do projeto do transformador. Este parâmetro, entretanto, não é crítico para o cálculo das sobretensões e valores aproximados poderão ser utilizados.

7.3.3 Transformadores de Potencial

a. Transformador de Potencial Indutivo

Estes equipamentos quando colocados externamente ao barramento isolado a SF_6, poderão ser representados por uma capacitância de surto concentrada. Novamente, apresentam-se, Tabela 11.7, a seguir, valores típicos que poderão ser utilizados no tipo de estudo que se está considerando:

TABELA 11.7 — Capacitâncias de Surto Típicas para Serem Utilizadas na Representação de Transformadores de Potencial Indutivo

Tensão Nominal (kV)	Capacitância C_{TP} (nF)
138	0,595
230	0,705
345	0,920
500	1,105
765	1,325

b. Divisor Capacitivo de Potencial

Da mesma forma que quando colocados dentro do barramento isolado a SF_6, estes equipamentos poderão ser representados nos estudos sob a forma de capacitores de surto. Na Tabela 11.8, abaixo, são apresentados valores que poderão ser adotados para este fim, segundo informações divulgadas por fabricantes:

TABELA 11.8 — Capacitâncias de Surto Típicas para serem Utilizadas na Representação de Divisores Capacitivos de Potencial

Tensão Nominal (kV)	Capacitância C_{DCP} (nF)
138	2,0 - 5,0
230	2,0 - 5,0
345	2,0 - 5,0
500	2,0 - 5,0
765	4,0

7.3.4 Pára-Raios

a. Pára-Raios Convencionais

Chamamos pára-raios convencionais aos pára-raios com "gap" em série com resistências não lineares, isto é, aqueles que normalmente não estão conduzindo corrente e passam a fazê-lo quando a tensão do sistema, onde estão instalados, ultrapassa o seu valor de disparo. Estes pára-raios são representados por um "gap" que opera quando a tensão atinge um determinado valor e por sua curva de descarga (tensão x corrente).

b. Pára-Raios de Óxido de Zinco (sem "Gap")

Estes pára-raios são bem mais recentes que os anteriores. Não possuem "gap" e estão constantemente conduzindo corrente do sistema cujo valor depende da sua curva de descarga, advinda do fato de que eles são apenas uma resistência não linear. Nestes pára-raios, tudo se passa como se a tensão de disparo fosse igual a zero.

c. Pára-Raios Blindados ou Encapsulados

Os dois tipos de pára-raios referidos anteriormente (convencional ou óxido de zinco) são do tipo usado também nas subestações convencionais (aéreas). Para as subestações isoladas a SF_6 pode se ter, também, além destes, um outro tipo de pára-raios denominados de pára-raios encapsulados ou blindados que na verdade são pára-raios do mesmo tipo dos anteriores. A diferença é que estes são blindados e integrados ao próprio barramento isolado a SF_6.

Para a representação deste tipo de pára-raios nos estudos de coordenação de isolamento necessita-se das mesmas informações que para os pára-raios convencionais e/ou óxido de zinco, isto é: tensão de disparo e curva de descarga (tensão x corrente).

7.3.5 Centelhadores

Os centelhadores são representados por um "gap" que possui uma tensão de disparo. Não possuem curva de descarga (tensão x corrente), isto é, após o disparo transformam-se num curto-circuito.

7.3.6 Torre de Transmissão

Nos estudos de sobretensão efetuados para se fazer a coordenação de isolamento, as torres das linhas de transmissão deverão ser representadas por uma impedância de surto equivalente, geralmente típica.

A Tabela 11.9, a seguir, mostra os valores de impedância de surto e alturas, geralmente utilizados nos estudos de coordenação de isolamento, para representação das torres.

TABELA 11.9 — Valores Típicos de Alturas e Impedâncias de Surtos Utilizados para Representação de Torres de Transmissão nos Estudos de Coordenação de Isolamento

Classe de Tensão (kV)	Altura da Torre (m)	Impedância de Surto (ohms)
66	21	100
154	42	100
275	63	100
500	63	100

7.3.7 Resistência de Aterramento das Torres

A resistência de pé de torre (resistência de aterramento) deve ser medida no campo. Caso a linha não esteja ainda construída, situação em que não se poderia fazer a medida, sugere-se que sejam utilizados valores esperados a nível de projeto ou, então, valores de resistência de aterramento de linhas existentes da mesma classe de tensão. De preferência, estas linhas usadas como referência deverão estar numa região próxima ao local onde se situa a subestação isolada a SF_6.

8 Parâmetros que Influenciam as Sobretensões de Origem Atmosférica numa Subestação a SF_6

As sobretensões que se desenvolvem no interior das subestações isoladas a SF_6 são, naturalmente, dependentes das ondas de tensão e/ou de corrente que incidem na subestação através das linhas a elas ligadas e, também, dependentes dos tipos de protetores que se empregam para redução das mesmas.

Além destes elementos, outros parâmetros do sistema e da subestação protegida influenciam as sobretensões que se desenvolvem. Neste item é apresentada de forma detalhada a influência de todos eles.

8.1 Localização dos Pára-Raios

A localização dos pára-raios é um dos mais importantes parâmetros. A distância que o pára-raios é colocado do barramento que está se protegendo influencia diretamente no valor das sobretensões que se encontram (mais próximos do barramento menores serão as sobretensões). Os barramentos isolados a SF_6

apresentam a vantagem de poderem receber os pára-raios chamados de blindados (ou encapsulados) que são colocados dentro do próprio SF_6. Com estes equipamentos, a redução das sobretensões a níveis compatíveis com as classes de isolamento normalizadas será sempre conseguida. A aplicação de pára-raios blindados (ou encapsulados) é mais onerosa que a aplicação de pára-raios externos que serão os primeiros a serem empregados na Coordenação de Isolamento (os blindados só devem ser empregados se os externos não surtirem efeito).

Na Tabela 11.10, apresentam-se, como ilustração, os níveis de sobretensões desenvolvidos no interior do barramento isolado a SF_6 (no sistema reduzido da Figura 11.14) para diferentes localizações dos pára-raios.

A influência da localização dos pára-raios em relação ao barramento isolado a SF_6 é mostrada tanto para os pára-raios convencionais como para os de óxido de zinco. Pelos resultados obtidos, observa-se que a aproximação dos pára-raios ao SF_6 diminui as sobretensões desenvolvidas no interior do barramento.

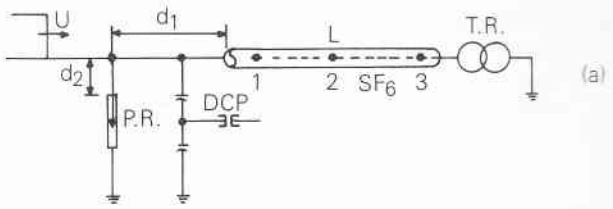
O sistema mostrado na Figura 11.14 tem tensão nominal 500 Kv. Foram simulados pára-raios convencionais de tensão nominal 444 kV e tensão de disparo para surtos atmoféricos U_{so} = 1055 kV e pára-raios de óxido de zinco de tensão nominal 420 kV. Estes valores nominais de tensão foram os mesmos tanto para os pára-raios externos quanto para os blindados.

8.2 Comprimento das Ligações dos Pára-Raios às Fases

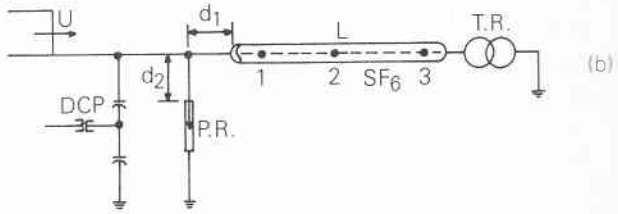
Outro parâmetro que influencia bastante o valor das sobretensões que se desenvolvem no interior do barramento isolado a SF_6 (e, por isso, pode ser utilizado no controle das sobretensões) são as ligações dos pára-raios propriamente ditos com a fase (ver distância d_2 na Figura 11.14).

Quanto maior o comprimento destas ligações, maiores serão as sobretensões no interior do SF_6. Desta forma, é importante que elas possuam os menores comprimentos possíveis dentro do permitido pelo arranjo físico da subestação. Novamente, quanto a estas ligações, a utilização dos pára-raios blindados (ou encapsulados) fica favorecida, pois eles são ligados bem próximos às fases (veja Figura 11.14(c)).

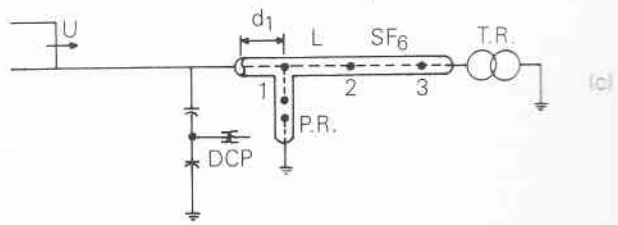
A Tabela 11.11 apresenta o resultado de simulações efetuadas como ilustração, para o sistema da Figura 11.14.a. Pelo valor das sobretensões, observa-se que a diminuição da distância d_2, isto é, a diminuição do comprimento da ligação dos pára-raios às fases acarreta uma diminuição no valor das sobretensões desenvolvidas no interior da subestação isolada a SF_6.



a) Na chegada da linha (1º equipamento)



b) Na chegada da linha (posição trocada com o DCP)



c) Dentro do barrramento (blindado ou encapsulado)

Tensão Nominal do Sistema = 500 kV

P.R.	Pára-raios
T.R.	Transformador de Força
DCP	Divisor Capacitivo de Potencial
L	Comprimento do SF_6 Protegido
d_1	Distância dos Pára-raios ao SF_6
d_2	Distância dos Pára-raios à Fase
1,2,3	Pontos internos ao SF_6
U	Onda incidente na subestação através da linha

Figura 11.14 - Diferentes Localizações dos Pára-Raios em Relação ao Barramento Protegido

TABELA 11.10 - Valores de Sobretensões Máximas Encontradas ao Longo do Barramento Isolado a SF_6 Variando-se a Localização dos Pára-Raios (Distância d_1). Onda Incidente: Amplitude = 2500 kV, Taxa de Crescimento = 1200 kV/μs

Pára-Raios Utilizados	Distância do Pára Raios à Entrada do SF_6 (d_1) (m)	Distância do Pára Raios à Fase (d_2) (m)	Valores Máximos de Tensão Encontradas no SF_6 (kV)			Sistema da Figura
			Entrada da Linha no SF_6	Interna ao SF_6 Ponto 2	Terminais do Trafo	
Convencional Externo	10	5	1315	1379	1438	11.14a
Óxido de Zinco Externo	10	5	1213	1302	1376	11.14a
Convencional Externo	5	5	1304	1339	1322	11.14b
Óxido de Zinco Externo	5	5	1152	1221	1272	11.14b
Convencional Blindado	15	0	1214	1185	1175	11.14c
Óxido de Zinco Blindado	15	0	1047	1011	1054	11.14c

TABELA 11.11 - Valores de Sobretensões Máximas Encontradas ao Longo do Barramento Isolado a SF_6 Variando-se as Ligações dos Pára-Raios às Fases (Distância d_2, na Figura 11.14.a). Onda Incidente: Amplitude = 2500 kV, Taxa de Crescimento = 1200 kV/μs

Pára-Raios Utilizados	Distância do Pára-Raios à Entrada do SF_6 (d_1) (m)	Distância do Pára Raios à Fase (d_2) (m)	Valores Máximos de Tensão Encontrados no SF_6 (KV)		
			Entrada da Linha no SF_6	Interna ao SF_6 Ponto 2	Terminais do Trafo
Convencional	10	0	1272	1325	1355
Óxido de Zinco	10	0	1133	1212	1284
Convencional	10	5	1315	1379	1438
Óxido de Zinco	10	5	1215	1302	1376
Convencional	10	15	1405	1464	1548
Óxido de Zinco	10	15	1350	1440	1506

TABELA 11.12 - Valores de Sobretensões Máximas Encontradas ao Longo do Barramento Isolado a SF_6 Variando-se a Amplitude e Taxa de Crescimento das Ondas que Incidem na Subestação

Pára-Raios Utilizados	Amplitude (kV)	Taxa de Crescimento (kV/μs)	Valores Máximos de Tensão Encontrados no SF_6 (KV)		
			Entrada da Linha no SF_6	Interna ao SF_6 Ponto 2	Terminais do Trafo
Convencional	2500	1200	1315	1379	1438
Óxido de Zinco	2500	1200	1215	1302	1376
Convencional	1500	1200	1172	1194	1206
Óxido de Zinco	1500	1200	1055	1091	1132
Convencional	2500	600	1223	1252	1259
Óxido de Zinco	2500	600	1105	1145	1174

8.3 Amplitude e Taxa de Crescimento das Ondas de Tensão que Incidem na Subestação

Uma maior amplitude da onda de tensão que incide sobre a subestação será responsável, de maneira geral, por maiores sobretensões no interior do barramento isolado a SF_6, isto porque maiores serão as ondas refletidas e transmitidas. Entretanto, como existe um limitador de sobretensões na entrada da subestação, este elemento protetor estará disparando no mesmo valor de tensão para qualquer valor de amplitude da onda incidente, desde que se atinja o seu valor de disparo.

Diz a referência [2] que tanto valores menores quanto maiores de sobretensões poderão aparecer no interior do SF_6, na medida em que se aumenta a amplitude da onda incidente, mas, normalmente, maiores sobretensões acontecem.

Quanto à taxa de crescimento da onda incidente, as sobretensões desenvolvidas no interior do barramento a SF_6 serão maiores na medida em que se aumente, também, a taxa de crescimento.

A referência [4] cita que a taxa de crescimento da onda de tensão que incide sobre a subestação estudada é um parâmetro mais influente que a amplitude desta onda, do ponto de vista de variação das sobretensões desenvolvidas no interior do SF_6.

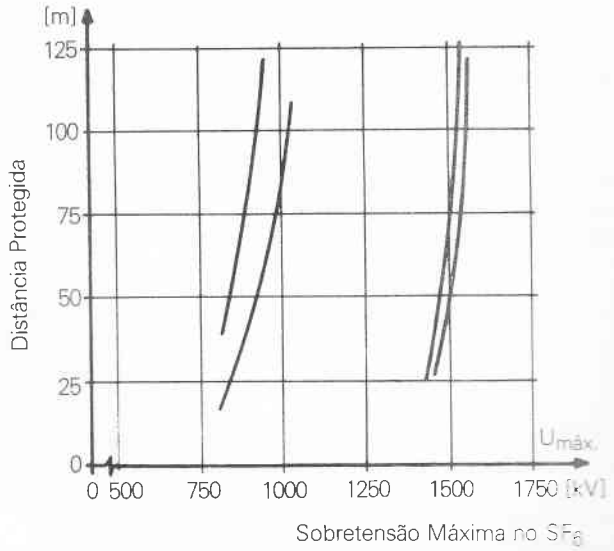
Na Tabela 11.12, apresentam-se os valores das sobretensões encontradas em simulações digitais efetuadas para o sistema reduzido da Figura 11.14.a. Pelos resultados encontrados, observa-se que tanto o aumento da amplitude quanto o aumento da taxa de crescimento da onda de tensão incidente, sobre a subestação isolada a SF_6, acarretaram um aumento no valor das sobretensões desenvolvidas no interior desta subestação.

Na Figura 11.15 a influência da taxa de crescimento da onda incidente é ilustrada para sistemas de tensão nominal 420 kV e 800 kV. Para o sistema de 420 kV mostram-se resultados relativos a ondas de tensão, incidentes na subestação, com taxas de crescimento de 600 kV/μs e 1200 kV/μs e amplitude de 1800 kV. Para o sistema de tensão nominal 800 kV a onda de tensão, incidente na subestação, que se considerou, tem taxas de crescimento de 1200 kV/μs e 1800/μs e amplitude 3000 kV.

Para o sistema de tensão nominal 420 kV foi considerado um pára-raios encapsulado na entrada da subestação, configuração similar à mostrada na Figura 11.14.c e para o sistema de tensão nominal 800kV foi considerado, além deste pára-raios encapsulado na entrada da subestação, um outro, também encapsulado, próximo ao transformador.

Da mesma forma que nas simulações digitais cujos resultados são mostrados na Tabela 11.12, pode-se ver pela Figura 11.15, encontrada na referência [3], que uma maior taxa de crescimento da onda de tensão incidente sobre a subestação acarretará uma maior sobretensão, para o mesmo comprimento de barramento isolado a SF_6.

	1 p.raios encap.		2 p.raios encap.	
U_m [kV]	420		800	
U_r [kV]	320		600	
U_s [kV]	1800		3000	
S [kV/μs]	600	1200	1200	1800



U_m = tensão nominal do sistema
U_r = tensão nominal dos pára-raios
U_s = onda incidente na subestação
s = taxa de crescimento da onda incidente

Figura 11.15 - Influência da Taxa de Crescimento da Onda Incidente

8.4 Divisor Capacitivo de Potencial Localizado na Entrada do Barramento Isolado a SF_6

Os divisores capacitivos de potencial são representados por uma capacitância de surto.

A presença de capacitores concentrados dentro da subestação tem o efeito de reduzir o crescimento (taxa de crescimento) das sobretensões e de suavizar quaisquer mudanças bruscas na tensão.

Poderá haver tanto uma redução quanto um aumento do valor das sobretensões dentro do barramento a SF_6, embora esta variação não seja muito sensível, e, às vezes, não aconteça.

As referências [2,3] citam casos práticos de que a aplicação de capacitores de 4 nanofarads, na representação de um divisor capacitivo de potencial na entrada da linha, provocou a redução das sobretensões no interior da subestação em apenas 2%. Isto em relação aos casos em que o mesmo divisor capacitivo de potencial foi representado como um circuito aberto.

Na Tabela 11.13, a seguir, mostra-se o efeito da representação do divisor capacitivo de potencial (como um capacitor de surto) na entrada de linha, para o sistema mostrado na Figura 11.14.a.

Pode-se dizer, entretanto, que pequenas variações deste parâmetro não influem significativamente nos valores das sobretensões encontradas. Para estudos práticos podem-se usar os valores apresentados no item 7.

TABELA 11.13 — Valores de Sobretensões Máximas Encontradas ao Longo do Barramento Isolado a SF_6 Variando-se a Capacitância de Representação do DCP. Onda Incidente: Amplitude = 2500 kV, Taxa de Crescimento = 1200 kV/μs.

Pára-Raios Utilizados	Capacitância do DCP (nF)	Valores Máximos de Tensão Encontrados no SF_6 (kV)		
		Entrada da Linha no SF_6	Interna ao SF_6 Ponto 2	Terminais do Trafo
Convencional	5,0	1315	1379	1438
Óxido de Zinco	5,0	1213	1302	1376
Convencional	2,0	1294	1361	1424
Óxido de Zinco	2,0	1225	1307	1378
Convencional	0,0	1368	1420	1396
Óxido de Zinco	0,0	1235	1321	1383

8.5 Capacitância de Surto do Transformador de Potência

A capacitância de surto, através da qual se representa o transformador de potência nos estudos de coordenação de isolamento, tem uma influência muito pequena no valor das sobretensões máximas desenvolvidas no interior do barramento. A referência [2] cita que quando se aumenta o valor da capacitância de surto que representa o transformador de potência pode-se ter um aumento ou uma diminuição do valor das sobretensões máximas que se desenvolvem no interior da subestação isolada a SF_6 e, também, nos terminais do transformador (Figura 11.16).

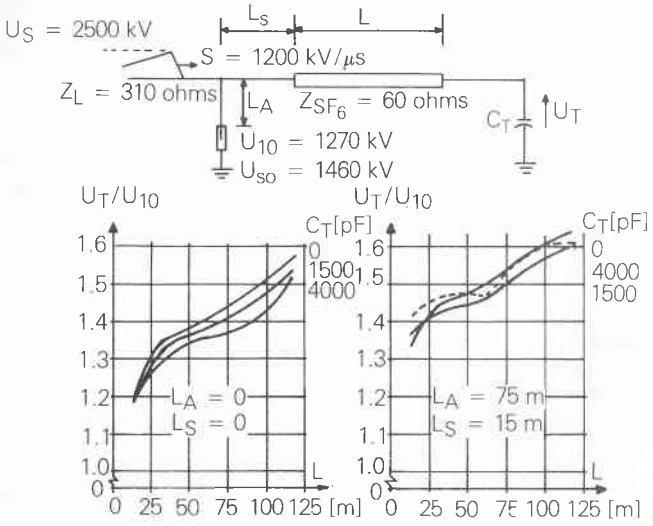
Também a referência [2] cita um exemplo prático onde o emprego de uma capacitância de surto no valor de 4000 pF comparada com uma de 0 pF causou uma diminuição de 4% no valor das sobretensões máximas encontradas.

No item 7 foram mostrados os valores padronizados para este parâmetro, mas pode-se dizer, em termos práticos, que o valor mais comumente empregado é 4000 pF.

Na Tabela 11.14, a seguir, mostram-se as variações dos valores de sobretensões quando se altera a capacitância de surto de representação do transformador de potência, no sistema da Figura 11.14.a. A onda de tensão incidente sobre a subestação, empregada nas simulações, foi a sugerida para sistemas de 500 kV, na Tabela 11.1.

TABELA 11.14 — Valores de Sobretensões Máximas Encontradas ao Longo do Barramento Isolado a SF_6 Variando-se a Capacitância de Representação do Transformador. Onda Incidente: Amplitude = 2500 kV, Taxa de Crescimento = 1200 kV/μs.

Pára-Raios Utilizados	Capacitância do Transformador (nF)	Valores Máximos das Sobretensões Encontradas no SF_6 (kV)		
		Entrada da Linha no SF_6	Interna ao SF_6 Ponto 2	Terminais do Trafo
Convencional	0,0	1311	1318	1336
Óxido de Zinco	0,0	1230	1265	1278
Convencional	4,0	1315	1379	1438
Óxido de Zinco	4,0	1213	1302	1376
Convencional	7,0	1262	1340	1435
Óxido de Zinco	7,0	1193	1290	1382



U_S = onda incidente na subestação
S = taxa de crescimento da onda incidente
U_{10} = tensão residual para 10 kA
U_{SO} = tensão de disparo para surtos atmosféricos
U_T = tensão no terminal do transformador
Z_L = impedância de surto da linha
Z_{SF_6} = impedância de surto do barramento isolado a SF_6

Figura 11.16 - Influência da Capacitância de Surto do Transformador na Tensão nos Terminais do Transformador de Potência; Tensão à Freqüência Industrial = 0; Barramento Isolado a SF_6 na Tensão 765 kV.

8.6 Tensão à Frequência Industrial do Sistema, no Instante de Incidência da Descarga Atmosférica.

Normalmente, ao se fazer os estudos de coordenação de isolamento de uma subestação a SF_6 não se leva em conta a tensão nominal de frequência industrial do sistema, isto é, assume-se que o surto penetra na subestação num instante em que a tensão à frequência industrial é zero.

A não consideração da tensão à frequência industrial é coberta pelas margens de segurança que se adota em relação às máximas sobretensões calculadas ao se escolher os níveis de isolamento.

A tensão à freqüência industrial afeta a onda que incide sobre a subestação em dois aspectos. A tensão de partida do surto atmosférico que atinge a linha e, naturalmente, a sua magnitude. Entretanto, o efeito destes dois aspectos na formação da tensão ao longo da subestação depende de vários parâmetros:

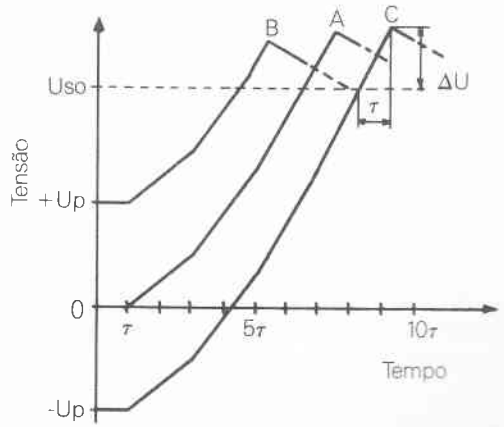
- comprimento da subestação
- tensão de disparo do pára-raios
- parte transmitida da onda incidente para o interior da subestação

Na Figura 11.17, mostra-se que o efeito da consideração da tensão à freqüência industrial não é muito significativo e variações em torno de 5% deverão ser esperadas. Nesta Figura, três casos foram considerados:

A – Tensão à freqüência industrial igual a zero,

B – Tensão à freqüência industrial no máximo positivo,

C – Tensão à freqüência industrial no máximo negativo.



U_{SO} — tensão de disparo do pára-raios para surtos atmosféricos
U_p — valor de pico da tensão à freqüência industrial
τ — tempo de tráfego do SF_6

Figura 11.17 - Sobretensões Encontradas no Terminal Aberto de uma Subestação Isolada a SF_6 para Diferentes Valores da Tensão à Freqüência Industrial.

Na Tabela 11.15, a seguir, mostra-se através de simulações efetuadas, para confirmação do exposto anteriormente, o efeito de consideração da tensão à 60 Hz, para o sistema da Figura 11.14.a.

TABELA 11.15 — Valores de Sobretensões Máximas Encontradas ao Longo do Barramento Isolado a SF_6 Variando-se a Tensão do Sistema no Momento da Incidência do Surto Atmosférico. Onda Incidente: Amplitude = 2500 kV, Taxa de Crescimento = 1200 kV/μs.

Pára-Raios Utilizados	Tensão no Sistema (kV-ϕN)	Valores Máximos de Tensão Encontrados no Barramento SF_6 (kV)		
		Entrada da Linha no SF_6	Interna ao SF_6 Ponto 2	Terminais do Transformador
Convencional	0	1315	1379	1438
Oxido de Zinco	0	1215	1302	1376
Convencional	$+500\sqrt{2}/\sqrt{3}$	1279	1314	1343
Oxido de Zinco	$+500\sqrt{2}/\sqrt{3}$	1180	1223	1258
Convencional	$-500\sqrt{2}/\sqrt{3}$	1333	1417	1476
Oxido de Zinco	$-500\sqrt{2}/\sqrt{3}$	1226	1333	1423

Sobre o assunto, pode-se ainda dizer que poderá ser tomada como medida de segurança a repetição das simulações onde se encontram as maiores sobretensões, considerando-se nestas repetições o efeito da tensão a 60Hz.

8.7. Arranjo Físico da Subestação Isolada a SF_6 e Características das Linhas de Transmissão a ela Conectadas

Como a formação das sobretensões ao longo da subestação isolada a SF_6 é um fenômeno puramente de ondas trafegantes, a consideração exata do arranjo físico da subestação estudada e das características também exatas das linhas de transmissão a ela conectadas são parâmetros decisivos no cálculo destas sobretensões.

Desta forma, deve-se conhecer todas as distâncias físicas entre os diferentes pontos de conexão das linhas de transmissão, dos equipamentos existentes e no interior do barramento isolado a SF_6.

9 Regras Básicas Recomendáveis para a Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a SF_6

Numa subestação convencional a coordenação de isolamento é, normalmente, efetuada através da instalação de pára-raios próximos aos equipamentos importantes, tais como transformadores, reatores etc. Protetores adicionais são instalados, na entrada de linhas.

Em subestações a SF_6, os protetores são primeiramente instalados na entrada de linha e, como proteção suplementar, em pontos estratégicos da subestação, como por exemplo nas proximidades de transformadores.

Isto é motivado pelo fato de que uma descarga no interior de uma subestação isolada a SF_6 é mais problemática do que em uma convencional, por se tratar de uma isolação não regenerativa. Devido ao fato de ser a impedância de surto de um barramento isolado a SF_6 consideravelmente menor que de uma linha aérea, os pára-raios protegem uma distância maior, se comparados com subestações convencionais.

9.1. Seleção dos Pára-Raios

A seleção dos pára-raios quanto à escolha do valor nominal é feita estudando-se as sobretensões temporárias. No estudo de coordenação de isolamento, o tipo e a localização dos pára-raios (se externo ou blindado), em relação ao barramento a SF_6, é definida.

A solução mais econômica é aquela em que se adotam pára-raios externos, localizados na entrada de linha. Um estudo de sobretensões atmosféricas irá determinar se esta solução mais econômica protege convenientemente o barramento a SF_6, assim como os demais equipamentos, ou se pára-raios blindados, ou encapsulados, serão necessários, ou, na pior hipótese, se um aumento de isolamento teria que ser adotado.

As vantagens técnicas de um pára-raios do tipo blindado, ou encapsulado, seriam:

- Liberdade de se localizar os pára-raios no melhor ponto dentro do barramento a SF_6, do ponto de vista de proteção.
- Não existem longos "leads" de conexão entre o pára-raios e a terra e entre o pára-raios e os condutores.
- Os pára-raios blindados, ou encapsulados, possuem melhores condições ambiente que os pára-raios convencionais, que poderão ser afetados pela poluição (as tensões de disparo se alteram com poluição).

Uma vez encontrada a configuração ideal dos pára-raios que irão proteger a subestação (tipo e localização dos mesmos), a proteção deverá ser obtida em todas as configurações em que a subestação vier a operar na sua vida útil.

Durante condições normais de operação (disjuntores fechados), o surto proveniente de uma linha poderá atingir todos os equipamentos da subestação. A magnitude das sobretensões nos diversos pontos da subestação dependerá do número de linhas e transformadores em operação.

Existe, entretanto, uma condição de operação especial na qual poderá se ter sobretensões muito elevadas e que deve ser tratada de maneira particular.

Quando se retira uma linha de operação para manutenção, existe a possibilidade de uma descarga atmosférica atingir os equipamentos da entrada de linha (divisor capacitivo de potencial, buchas de ligação linha — SF_6, secionadoras e disjuntores) e, conseqüentemente, o próprio barramento a SF_6. Entretanto, esta possibilidade é extremamente remota porque, ao se retirar uma linha de serviço por período prolongado, é prática usual se proceder à abertura das secionadoras e, imediatamente, aterrar a linha. Estando a linha aterrada, as descargas atmosféricas não atingirão os equipamentos terminais. A possibilidade do raio atingir o vão de linha com o disjuntor aberto limitar-se-á ao pequeno intervalo entre a abertura do disjuntor e a operação de abertura das secionadoras e aterramento da linha.

Quando há descargas múltiplas na linha, com vários raios no mesmo canal precursor ("leader"), o primeiro raio pode provocar um curto na linha e, conseqüentemente, abertura de seus disjuntores.

O segundo raio ou outro qualquer (subseqüentes), se cair na linha, poderá atingir a subestação com o disjuntor ainda aberto, mesmo antes de ocorrer um religamento rápido (caso a linha o possua).

Pode-se notar que as situações de solicitação com disjuntor aberto são pouco prováveis de acontecerem. Não se levam em conta, na escolha dos níveis de isolamento dos equipamentos terminais e da subestação a SF_6, os máximos valores de sobretensões encontrados quando se analisa, com as máximas correntes de descargas admitidas, a subestação nesta configuração.

A análise do desempenho da subestação para esta configuração (linha com disjuntor aberto) deve ser levada em conta, então, somente para o valor máximo de descarga subseqüente que é considerado como sendo 30 kA.

Pesquisas feitas por K. Berger, apresentadas na referência [14], mostraram que as descargas negativas podem ter mais de um impulso, sendo o primeiro de maior valor que as subseqüentes. Os valores encontrados por Berger estão mostrados na Tabela 11.16. As descargas positivas são de valor mais elevado e se constituem de apenas um impulso, isto é, não se têm os impulsos subseqüentes.

TABELA 11.16 — Parâmetros Típicos de Descargas Negativas — Pesquisas feitas por K. Berger.

Parâmetro	Unidade	Probabilidade de Exceder a		
		95%	50%	5%
Intensidade de corrente (negativa)				
1ª descarga	kA	14	30	80
Seguintes	kA	4,6	12	30
Frente de Onda				
1ª descarga	μs	1,8	5,5	18
Seguintes	μs	0,22	1,1	4,5
Intervalo entre raios negativos	ms	7	33	150

9.2 Localização dos Pára-Raios para Proteção de uma Subestação Isolada a SF_6

Conforme já foi mencionado anteriormente, a primeira e mais simples solução a ser adotada é a utilização de pára-raios do tipo convencional ou óxido de zinco externos ao barramento isolado a SF_6, na entrada de linha (localização 1, da Figura 11.18).

Esta solução deverá ser adequada na maioria dos casos. Em algumas situações, especialmente em sistemas E.A.T., não será possível proteger todo o barramento a SF_6 com um único pára-raios na entrada da linha, caso o comprimento da subestação (distância entre a bucha de entrada e o ponto de reflexão mais distante) seja muito longo, de forma que ocorram valores elevados de sobretensões. Então, quando a localização 1 for insuficiente, o próximo passo é utilizar pára-raios blindados (ou encapsulados) no ponto 2. Haverá uma certa distância entre a bucha de entrada e a primeira chave secionadora.

Algumas vezes poderá ser conveniente colocar o pára-raios na posição 3 ao invés da posição 2, desde que esta última posição não reduza as sobretensões a valores adequados.

Será sempre necessário ter pára-raios em 1, 2 ou 3 para proteção da entrada de linha quando a chave seccionadora estiver aberta. Para subestações muito longas (em E.A.T) um único pára-raios poderá não ser suficiente para proteger toda a subestação.

Neste caso, será necessário instalar-se outro pára-raios, usualmente em 4 ou 5. Com respeito à proteção do transformador, a posição 5 é, a princípio, a melhor escolha, embora a posição 4 possa também ser utilizada. O pára-raios da posição 5 poderá ser externo, desde que a ligação entre o barramento a SF_6 e o transformador seja aérea. Somente em casos muito raros, com barramentos a SF_6 muito longos e ligações entre este barramento e o transformador também muito longas, será necessário se ter os pára-raios nas locações 4 e 5, simultaneamente.

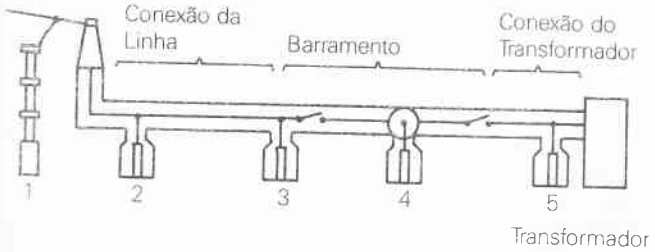


Figura 11.18 - Possíveis Localizações dos Pára-Raios para Proteção de Barramentos Isolados a SF_6

9.3 Método Probabilístico Baseado na Técnica de Simulação de Monte Carlo - Análise do Risco de Falha

A coordenação de isolamento de uma subestação isolada a SF_6 frente a sobretensões atmosféricas, conforme mostrado, tem sido realizada através da determinação das sobretensões impostas à subestação, considerando-se um surto atmosférico específico, com determinadas características, geralmente pessimistas, e assumindo-se a característica tensão-tempo da suportabilidade do isolamento constante (característica V-t). Todavia, a partir deste método, é difícil prever o risco de falha do isolamento e, conseqüentemente, estabelecer uma coordenação de isolamento com bases estatísticas.

Assim, propõe-se a utilização de um programa digital baseado na técnica de simulação de Monte Carlo para o cálculo das sobretensões e coordenação de isolamento da subestação. Um programa digital dessa natureza deverá levar em conta os parâmetros considerados importantes no cálculo do risco de falha, como, por exemplo, a característica V x t do isolamento da subestação isolada a SF_6, os parâmetros reais das linhas de transmissão conectadas à subestação incluindo cabos pára-raios, resistência de pé de torre, distância entre a subestação e o ponto de descarga do raio e os dados estatísticos das descargas atmosféricas. Neste método as sobretensões na subestação são determinadas a partir dos seguintes parâmetros básicos: configuração da subestação e representação detalhada de todos os equipamentos dentro da subestação que de certa forma influenciam o desenvolvimento das sobretensões internas, incluindo a representação dos pára-raios.

No método de Monte Carlo, o valor de crista da corrente, o tempo-de-crista, e o tempo-de-cauda (ou seja, aquele para atingir metade da crista) são obtidos junto às distribuições estatísticas, mencionadas anteriormente no Capítulo 4, Sobretensões Atmosféricas.

Neste tipo de programa, com o conhecimento da configuração da linha de transmissão, é simulado o modelo eletrogeométrico com o objetivo de se determinar o número de descargas que atingem os condutores fase ("falha de blindagem") e as descargas por "back-flashover". Tais descargas são determinadas a partir do número total de descargas que atingem a linha.

Como procedimento para o cálculo do risco de falha dentro da subestação SF_6, pode-se supor, por exemplo, que a tensão de descarga do isolamento a SF_6 segue a distribuição de Weibull (poderia ser uma outra distribuição de valores extremos). A probabilidade de descarga em função da tensão U é dada por:

$$p = 1 - \exp[- \lambda L (U - U_0)^m],$$

onde U_0 é a maior sobretensão que não causa descarga, ou seja, $P(U_0)=0$, L é o comprimento do invólucro de SF_6 e λ e m são constantes. Baseado na referência [15], m =6,3. U_0 e λ são calculados com base nas seguintes hipóteses:

$$p\ (U = BIL) = 0{,}02 \text{ para } L = 1{,}0 \text{ metro.}$$

A tensão com 50% de probabilidade de haver descarga é escolhida como sendo igual a BIL $(1 + 2\sigma)$, com $\sigma = 0{,}025$.

O nível de isolamento para impulsos atmosféricos (BIL), baseado em testes, é conhecido para o

comprimento de 1 metro de tubo, assim o valor nominal do isolamento da subestação é assumido ser o mesmo que o definido para o comprimento de 1 metro.

A sobretensão é, em grande parte, diferente nos diversos pontos da subestação SF_6. Assim, para levar em consideração estas diferentes solicitações no cálculo do risco de falha, a subestação SF_6 é dividida em determinado número de seções conectadas em série. A sobretensão é calculada em ambos os extremos de cada seção e a distribuição de tensão é assumida linear ao longo da seção. A seguir cada seção é dividida novamente em unidades bem menores (menor do que 1 metro) nas quais a probabilidade de falha é calculada, usando a expressão acima.

A probabilidade de falha para o pico da sobretensão é calculada para cada unidade usando um impulso equivalente com tempo de frente T_f determinado com uma linha reta entre os pontos de 30% e 90% do pico da sobretensão. O risco de falha total é então calculado pela seguinte expressão:

$$p = 1-(1-p_1)\,(1-p_2)\,(1-p_3)\,.\,.\,.\,.\,(1-p_n)$$

onde n é o número de unidades conectadas e P_n é a probabilidade de falha na unidade n.

Por este procedimento, diferentes características tensão-tempo (Vxt) para os diferentes tipos de componentes da subestação (chaves de terra, tubos coaxiais, transformadores etc) podem ser levados em consideração. Este procedimento descrito acima é realizado para cada sobretensão determinada pela simulação de Monte Carlo.

10 Conclusões

- A coordenação de isolamento de subestações isoladas a SF_6 deverá ser feita com um estudo detalhado das sobretensões atmosféricas. As sobretensões do tipo temporário terão definido as características nominais dos pára-raios, em estudos anteriores. Quanto às sobretensões do tipo de manobra, a subestação a SF_6, estará bem protegida contra as mesmas, desde que protegida adequadamente contra as de origem atmosférica.

- O estudo do desempenho das subestações isoladas a SF_6 deverá ser feito por simulações em computadores digitais.

- A ferramenta básica para este tipo de estudo é um bom programa de transitórios que permita representar os elementos do sistema conforme descrição feita no item 7.

- Todas as possíveis configurações, nas quais a subestação que se está estudando vier a operar, deverão ser analisadas, de forma a se caracterizar, realmente, as maiores sobretensões que poderão ocorrer no interior do barramento isolado a SF_6 e, desta forma, se fazer a escolha adequada do seu isolamento. Vale lembrar que a coordenação de isolamento será feita através do estudo do desempenho da subestação às descargas atmosféricas tanto direta, quanto indireta.

- Ao se efetuar os estudos de coordenação de isolamento, alguns parâmetros influenciam de forma decisiva os resultados que se obterão. Desta forma, atenção especial deverá ser dada à localização dos pára-raios, comprimento das ligações dos pára-raios às fases, amplitude e taxa de crescimento das ondas de tensão que incidem na subestação isolada a SF_6, arranjo físico da subestação e características das linhas de transmissão a elas conectadas. A representação dos divisores capacitivos de potencial e transformadores de potência, na forma de capacitores de surto, não mostra ter uma sensibilidade muito grande sobre os resultados encontrados, mas de qualquer forma deve ser feita como foi apresentada no item 7. Finalmente, a tensão à freqüência industrial do sistema no instante da incidência não é fator decisivo nos resultados encontrados e pode, de uma maneira geral, ser desconsiderada.

- Os estudos deverão ser feitos a partir da fase de projeto do sistema, isto é, quando já se terá conhecido as características das linhas de transmissão ligadas à subestação a SF_6 e da própria subestação isolada a SF_6, de forma a se ter em detalhes os elementos que devem ser representados.

- A solução inicial a ser adotada para se fazer a coordenação de isolamento é a aplicação de pára-raios externos. Caso esta solução mais econômica não seja adequada, a aplicação de pára-raios blindados, ou encapsulados, deverá ser tentada.

- As normas ANSI e IEC têm padronizado os níveis de isolamento para cada classe de tensão. Estes níveis de isolamento deverão ser almejados, pois serão, ao se adquirir o equipamento, os mais econômicos. Caso não se consiga a sua adoção pela aplicação conveniente dos limitadores de sobretensões (pára-raios), níveis de isolamento mais elevados deverão ser escolhidos.

11 Bibliografia

[1] Salgado Carvalho, Francisco M. — "Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a SF_6", Dissertação de Mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1982.

[2] Brown Boveri — "Surges in High-Voltage Networks", Plenun Press, New York, 1980.

[3] Wahlsfron, B., Holmborn, H. and Schei, A. — "Overvoltage Protection of Metal-Enclosed SF_6 Substations — Insulation Coordination Philosophy and Surge Arrester Characteristics", CIGRE 33.03, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, 1976 Session.

[4] Cronin, J.C., Colclaser, R.G. and Lehman, R.F. — "Transient Lightning Protection Requirements for a 500 kV Gas-Insulated Substation", IEEE paper nº 77197-7.

[5] Brown, Gordon W. — "Lightning Performance - I - Shielding Failures Simplified" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, Nº 1, January - February 1978, pp 33-38.

[6] Brown, Gordon W. and Whitehead, Edwin R. — "Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding Part II", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS - 88, Nº 5, May 1969, pp 617-626.

[7] Eriksson, Roland and Holmborn, Hakan — "Insulation Coordination of Gas-Insulated Substations", International Symposium on Gaseous Dielectrics, Knoxville, Tennessee, U.S.A., 1978.

[8] Andersen, Dag Lange and Ulriksen; Th. - "Lightning Overvoltages in SF_6 - Insulated Switchgear", Norwegian Water Resources and Electricity Board (NVE), Norway.

[9] Andersen, Dag Lange and Spaeren, Per — "Insulation Coordination and Experiencia with Metal Enclosed SF_6 Substation in Norway", Norwegian Water Resources and Electricity Board (NVE), Norway

[10] Olsen, K., Andersen, Day Sange, Ulriksen, Huse, J. and Schei, A. — "Lightning Overvoltages in SF_6 Installations — Risk fo Failure Analysis", CIGRE 33.01, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, 1978 Session.

[11] Pettersson, K., Holmborn, H., Olsson, P. and Lindberg, L. — "Overvoltage Protection of Metal of Enclosed SF_6 Substations Considering Steep Surges", CIGRE 33.05, Internacional Conference on Large High Voltage Electric System, 1978 Session.

[12] Boeck, W. and Petterson, K. — "Fundamentals and Specific Data of Metal Enclosed Substations for the Insulation Coordination", CIGRE 23.03, Internacional Conference on Large High Voltage. Electric Systems, 1978 Session.

[13] Brown Boveri — "SF_6 Gas-Insulated Switchgear Type ELK", Publication nº CH-A 120311 E.

[14] Berger, K., Anderson, R.B. and Kröninger, H. - "Parameters of Lightning Flashes", CIGRE, ELECTRA Nº 41, pp 23-37

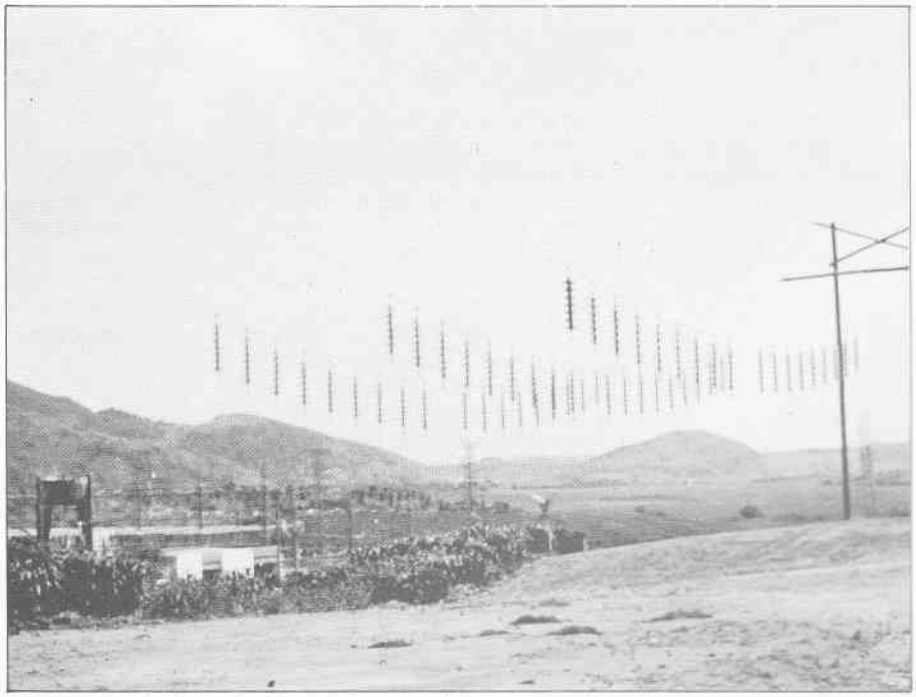
[15] Nitta, T., Yamada, N. and Fugiwara, Y. — "Area Effect of Electrical Breakdowns in Compressed SF_6", IEEE Paper nº T73 449-6

[16] Brown Boveri "SF_6 Gas-Insulated Switchgear Worldwide", Publication nº CH-A 143318 E.

Capítulo 12

Desempenho Elétrico de Linhas de Transmissão quanto a Tensão Máxima Operativa.

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Luiz Eduardo Nora Dias



Estação para Avaliação do Nível de Poluição Subestação de Vitória

1 Introdução

O isolamento de uma linha de transmissão de extra alta tensão é basicamente determinado pelo desempenho frente a surtos de manobra [1], e em alguns casos estas distâncias de isolamento em ar podem, ser definidas pelo critério de desempenho a descargas atmosféricas (normalmente em níveis inferiores a 400 kV). Já o número de isoladores é basicamente determinado pela tensão nominal do sistema. Todavia, pelo fato de provável existência de poluição no meio ambiente e da ocorrência de ventos de alta velocidade, torna-se necessário que este dimensionamento seja feito em bases bastante seguras de modo que o número de falhas da linha, diante destes eventos, tenha baixíssima probabilidade.

Tendo em vista o exposto acima, neste capítulo é apresentado um resumo sobre o mecanismo da descarga elétrica sob condições de contaminação, iniciada a partir da deposição de partículas nos isoladores, e o cálculo do número de isoladores.

Também é apresentada uma descrição do método de cálculo dos ângulos de balanço para os ventos extremos, considerando-se um determinado período de retorno, importante para a determinação das distâncias mínimas de isolamento que satisfaçam o critério de desempenho na operação à freqüência industrial, conseqüentemente estabelecendo a silhueta básica da torre.

2 Mecanismo de Descarga sob Contaminação

A presença de umidade em isoladores de Extra Alta Tensão, com depósitos salinos ou industriais, freqüentemente causa descargas em suas superfícies. Estas descargas normalmente começam nas partes mais estreitas do isolador e em circunstâncias excepcionais podem ocorrer na superfície, causando a disrupção e o conseqüente desligamento da linha.

O gradiente de tensão necessário para iniciar uma descarga no ar é cerca de 30 kV/cm e como o gradiente médio de tensão na superfície do isolador de alta tensão é menor do que 500 V_{rms}/cm, é evidente que, antes de ocorrer a descarga, a distribuição de tensão sobre a superfície do isolador é muito pouco uniforme, e esta não uniformidade aumenta dependendo do tipo do isolador. Todavia, este aspecto não é decisivo já que a descarga dificilmente ocorre em tempo bom.

A mais importante causa de perturbações nas superfícies dos isoladores é a formação de bandas secas ("dry bands"). Quando a camada de poluição torna-se úmida sua resistência decresce e uma apreciável corrente de fuga (dispersão) circula sobre a superfície do isolador.

A densidade desta corrente é maior em algumas partes, geralmente nas mais estreitas, ou seja, ao redor do pino. Como estas regiões secam mais rapidamente do que o restante, suas resistências aumentam, fazendo com que a potência dissipada no local também aumente. Com isto uma condição de instabilidade se desenvolve, e é responsável pela formação de bandas secas ao redor do isolador formando "gaps". Como estas bandas são isoladas, poderá ocorrer centelhamento através delas, até que aumentem em largura o suficiente para suportar a tensão aplicada. A disrupção existirá se uma das descargas através das bandas secas se estender através de toda a superfície úmida do isolador.

Por causa da concentração de correntes nos pinos do isolador, haverá algumas bandas secas que suportarão a tensão de pico, até haver o centelhamento em uma delas. Quando isto ocorrer, uma tensão maior é aplicada através das outras bandas, que irão descarregar em sucessão.

As descargas através das bandas secas usualmente irão se extinguir justamente antes da tensão passar por zero, mas se as solicitações de tensão e corrente forem suficientemente altas, as descargas podem estender-se por todo o comprimento da cadeia antes da extinção e produzir a disrupção.

3 Métodos de Ensaio Utilizados em Laboratório

São vários os métodos de ensaio utilizados em laboratórios. O objetivo é sempre o de tentar simular condições que reproduzam tanto quanto possível o que ocorre na realidade.

Os procedimentos de testes podem ser divididos basicamente em:

- procedimentos onde a poluição é produzida no ambiente em torno do objeto de teste que está limpo no início da energização. Este grupo é formado pelo método da névoa salina (salt fog method).
- procedimentos onde a poluição é colocada na superfície do isolador antes do início do teste. Este grupo é conhecido pelo nome de camada sólida ou de pré-depósito (solid-layer method)

3.1 Método da Névoa Salina

Este método foi um dos primeiros a ser desenvolvido,

sendo inicialmente idealizado na Inglaterra no início da década de 60. Neste método, o isolador é energizado na tensão de serviço que é mantida constante durante todo o teste e a seguir ele é submetido à ação de uma névoa salina. A salinidade é expressa em peso de sal por volume da solução que produz a neblina. Os valores de salinidade escolhidos normalmente aumentam em progressão geométrica e estão entre 2,5 e 160 kg/m^3.

A salinidade suportável do objeto sob teste é aquela que ele suporta em pelo menos três de quatro testes realizados, mantida constante a tensão aplicada. Cada teste tem a duração máxima de uma hora.

A validade deste método de ensaio foi avaliada através de testes realizados em objetos submetidos a poluição natural. O desempenho dos isoladores foi então determinado registrando-se a corrente de fuga. Com a mesma cadeia de isoladores testada através do método da névoa salina em laboratório, procedeu-se a uma correlação entre os valores de corrente de fuga nos dois casos. No método da névoa salina existe uma relação linear entre a máxima corrente de fuga e o grau de salinidade.

3.2 Métodos de Pré-Depósito

Os diversos métodos de pré-depósito têm em comum o fato de que a camada de poluição é aplicada na superfície do objeto antes do teste. Em função dos diferentes processos de umidificação da camada poluente os testes podem ser subdivididos da seguinte forma:

a. O ensaio de laboratório começa com a camada de poluição seca na superfície do objeto, sendo umedecida através de neblina que é mantida constante durante o teste. A tensão pode ser aplicada quando a superfície do isolador em teste estiver totalmente molhada, ocasião em que a condutividade superficial da camada poluente for máxima ou antes que a neblina seja produzida na câmara de poluição, isto é, com a camada de poluição ainda seca.

b. A tensão é aplicada quando a camada poluente ainda está molhada e não se produz nenhum processo de umidificação adicional. A aplicação da solução contaminante no objeto deve ser feita em condições de alta umidade relativa. Quando o objeto poluído for colocado em ambiente de umidade relativa normal, a camada contaminante deve secar o mais lentamente possível. O teste não dura normalmente mais de cinco minutos porque neste ponto as descargas praticamente cessam devido ao ressecamento da camada poluente.

Os resultados dos testes de camada sólida são apresentados em termos da tensão suportável, definida convencionalmente como sendo a máxima tensão que o objeto suporta em pelo menos três de quatro testes, ou da tensão com 50% de probabilidade de ocorrer descarga obtida por exemplo pelo método "up and down" para um dado valor de condutividade superficial ou de densidade equivalente de sal.

4 Comparação de Métodos de Ensaio

Os diversos métodos de ensaio diferem substancialmente um do outro. Na verdade cada método simula essencialmente um fenômeno diferente. Um fator que é muito importante em um dos métodos, pode não ser tão significante em outro. Em termos práticos é importante escolher um método de teste que simule da maneira mais apropriada possível as condições que os isolamentos irão encontrar em serviço.

O método da névoa salina pode simular de maneira adequada o que ocorre com cadeias de isoladores instaladas próximas ao litoral e sujeitas a maresia. O primeiro método de pré-depósito simula o que acontece todas as manhãs em que cadeias de isoladores já poluídas são submetidas a um processo lento de umidificação. O segundo método de pré-depósito simularia por exemplo a condição de uma linha que estava previamente desenergizada e a energização ocorresse com os isoladores úmidos.

5 Avaliação da Severidade de Poluição no Campo

No projeto de uma linha de transmissão torna-se necessário o conhecimento dos níveis de poluição das regiões por onde ela passará (vide Figura 12.1), com o objetivo de dimensionar o número de isoladores de tal forma a se obter o menor risco de falha.

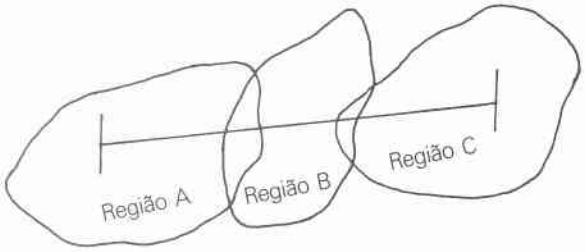


Figura 12.1 - Regiões Atravessadas por uma Linha de Transmissão

Com o objetivo de determinar estes dados, torna-se necessária a instalação de estações de teste ao longo da rota da linha e a realização de medidas que levem à indicação do nível de poluição da região.

Os principais métodos utilizados para medir a severidade de poluição no campo são:

- Medição da Densidade de Sal Equivalente (ESDD)
- Medição da Condutância Superficial
- Contadores de Pico
- Medição de I_{max}

5.1 Medição da Densidade de Sal Equivalente

A densidade de sal equivalente é definida como o depósito equivalente em mg de NaCl por cm² de superfície do isolador que, quando dissolvido em um mesmo volume de água, possui a mesma condutividade elétrica da solução formada com as substâncias encontradas no isolador em exposição.

A medida do ESDD dos isoladores é feita da seguinte maneira:

- Os isoladores são limpos com uma certa quantidade de água destilada (V) medida após a lavagem;
- São feitas medidas de temperatura e condutividade na solução obtida;
- A condutividade na temperatura da solução é convertida para a condutividade a 20°C através da fórmula de Kohlrausch:

$$\sigma_{20} = \frac{1{,}049536\ \sigma_t}{1 + 0{,}0226\ (t\text{-}18) + 0{,}000084\ (t\text{-}18)^2} \qquad (12.1)$$

Sendo:

t - temperatura (°C) da solução

σ_{20} - condutividade da solução a 20°C

σ_t - condutividade medida da solução

A quantidade de NaCl (C) em g/l da solução resultante da lavagem do isolador é determinada entrando-se com o valor da condutividade desta solução a 20°C na curva da Figura 12.2.

No caso de não se dispor de água destilada subtrai-se do valor de (C) encontrado para a solução de lavagem o valor de NaCl correspondente à condutividade da água antes da lavagem do isolador.

A densidade de sal equivalente é obtida através da equação:

$$E\,S\,D\,D = \frac{CV}{A}$$ onde A é a área do isolador e V o volume da solução.

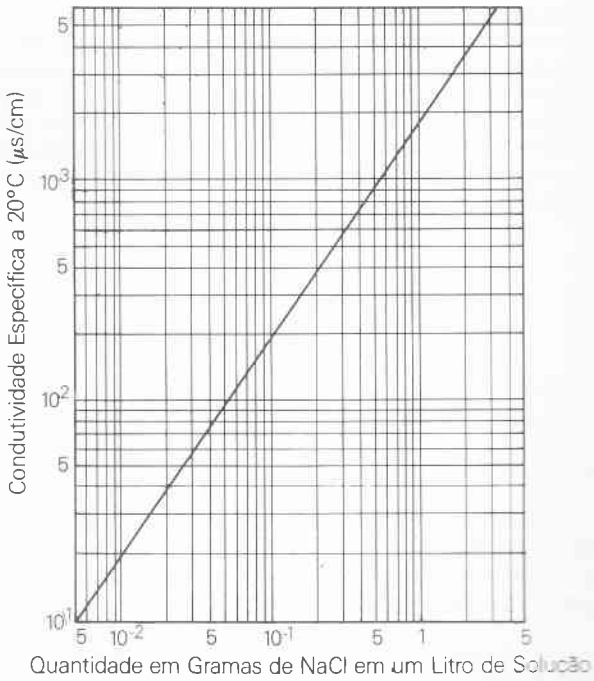


Figura 12.2 - Condutividade de uma Solução de NaCl

Este procedimento é normalmente aplicado para as partes superior e inferior do isolador. O valor médio ou total é determinado misturando as duas soluções e medindo a condutividade da solução resultante.

Para avaliar o nível de poluição no campo, as medidas devem ser repetidas em intervalos que permitam a determinação do máximo nível de poluição, tendo em vista os períodos de lavagem natural, ou seja, de chuva. Se o período de chuvas não é freqüente, amostras retiradas uma vez por mês ou até em períodos mais longos podem ser suficientes. Por outro lado se a contaminação se acumula rapidamente, um período menor de amostragem é requerido.

5.2 Medição da Condutância Superficial

Condutância superficial é a relação entre a corrente através do isolador e a tensão à frequência industrial aplicada. A tensão aplicada normalmente é alta, cerca de 30 kV por metro de isolador, mas inferior à tensão de serviço e é aplicada apenas por poucos ciclos.

A condutância de um isolador é um parâmetro que indica o estado da superfície, quantidade de poluição e grau de umidificação da camada, responsáveis pelo desempenho do isolador. Desta forma a medida da condutância superficial pode ser considerada como um método adequado de avaliar a poluição em um determinado lugar. Medidas semelhantes do isolador feitas em laboratório usando um método artificial para teste de poluição, considerado válido para o local sob exame, permitem expressar o grau de severidade de poluição existente no campo em termos de um grau de severidade equivalente obtido em laboratório. Como exemplo, usando o método da névoa salina, a severidade equivalente obtida em laboratório é a salinidade da névoa artificial que produz na superfície do isolador a mesma condutância que no campo.

5.3 Contador de Picos

Este método consiste na contagem do número de picos acima de certa amplitude e durante um certo período da corrente de fuga de um isolador energizado com sua tensão de trabalho.

A ocorrência de picos na corrente de fuga dá uma idéia de quão próximo está a descarga. Estes picos aumentam em magnitude e freqüência à medida que se aproxima a fase final do mecanismo de descarga.

Os primeiros contadores eram eletromecânicos e ajustados para operar quando a corrente em suas bobinas ultrapassasse certo valor. Mais modernamente, circuitos eletrônicos sofisticados têm sido utilizados.

O número de picos registrados antes da descarga para isoladores diferentes mas sob condições idênticas pode variar amplamente. Entretanto o contador de picos não pode prover uma medida absoluta do desempenho do isolador. O uso do contador de picos para avaliação do nível de poluição em um determinado lugar depende da comparação com outros contadores de picos instalados em outros lugares em isoladores similares.

Este método encontra melhor aplicação para determinar o comprimento de cadeias para uma expansão ou reisolamento de um sistema existente ou para monitorar a necessidade de lavagem de isoladores em um determinado local.

5.4 $I_{máx}$ (I highest)

Este método consiste na determinação do máximo pico da corrente de fuga, $I_{máx}$, registrado durante um certo período sobre um isolador ou uma amostra de isoladores continuamente energizados com a tensão de serviço.

O valor de $I_{máx}$ tem sido considerado como um parâmetro adequado para mostrar quão perto da descarga está o isolador e com isto medir a severidade de poluição. Para um dado isolador é possível por meio de testes de laboratório medir o $I_{máx}$ como função do nível de poluição para uma determinada tensão aplicada V. Uma curva $I_{máx}$ versus o grau de poluição pode ser levantada por qualquer um dos métodos de ensaio em laboratório sendo o grau de poluição expresso em kg/m³, mg/cm² ou μS para uma dada tensão V. De forma semelhante a corrente $I_{máx}$ pode ser determinada como função da tensão aplicada mantido um mesmo grau de poluição (vide Figuras 12.3 e 12.4).

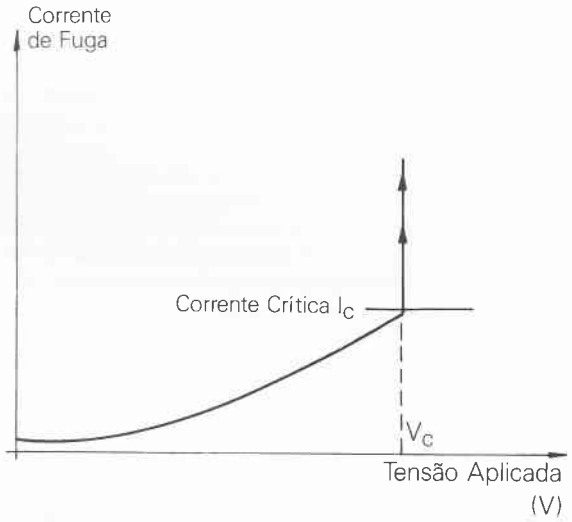


Figura 12.3 - Característica da Corrente de Fuga de um isolador numa dada tensão

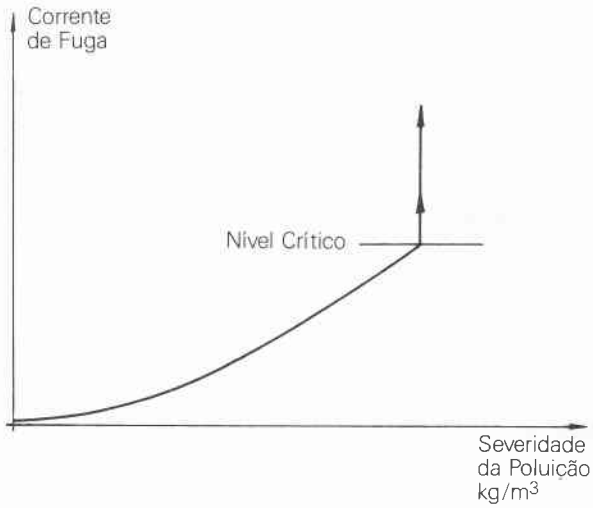


Figura 12.4 - Característica da Corrente de Fuga de um isolador num dado grau de contaminação

A corrente $I_{máx}$ aumenta até atingir um valor crítico I_c a partir do qual ocorre descarga. O valor correspondente da tensão aplicada é o V_c.

Para o dimensionamento de nova linha de transmissão, o grau de poluição deve ser conhecido nas regiões em que esta linha atravessa. Para isto, pequenas estações de teste podem ser construídas em locais estratégicos de forma a representar condições típicas de poluição das regiões envolvidas. Com base nos registros destas estações e das características da corrente de fuga determinadas em laboratório, um projeto adequado da cadeia de isoladores, tanto no que diz respeito ao isolador, como ao comprimento da cadeia pode ser feito. Um procedimento básico para este dimensionamento é descrito a seguir.

Uma vez conhecido no campo o valor de $I_{máx}$, o grau de poluição pode ser determinado em laboratório em termos de kg/m³, μS ou mg/cm² dependendo do método de ensaio utilizado. Para o grau de poluição determinado, o valor de V_c pode ser definido. A relação V_c/V_w onde V_w é a tensão de serviço deve ser igual a um dado fator de segurança. O comprimento da cadeia pode então ser ajustado adequadamente usando a lei da proporcionalidade entre a tensão de descarga e o comprimento da cadeia.

6 Método Estatístico

Esta análise é baseada no trabalho realizado por Karady e Mukhedkar [4] onde se objetiva o cálculo do número de isoladores, levando-se em conta uma distribuição acumulada de depósito equivalente de sal de uma região por onde passará a linha.

Para determinação destes dados torna-se necessária a instalação de estações de teste ao longo da rota da linha de tal forma que se possa realizar medidas dos depósitos de contaminação, análise dos diversos poluentes etc.

Alguns dos principais métodos para o levantamento de tais índices de poluição foram descritos no item 5. A análise em pauta é baseada no primeiro deles, ou seja, no depósito equivalente de sal. No levantamento destes dados é conveniente obter-se medições de 2 a 4 anos nestas estações para melhor caracterização da região, uma vez que a precisão dos dados aumenta com o tempo de observação.

Pode-se caracterizar os diversos níveis de contaminação de acordo com a tabela 12.1 [1]:

Nas Figuras 12.5 e 12.6 a seguir é apresentado um histograma típico das medições de depósito equivalente de sal, bem como a respectiva distribuição acumulada.

TABELA 12.1 - Níveis de Contaminação

Densidade Média do Depósito de NaCl (mg/cm²)	Condição
0,0 - 0,015	Sem poluição
0,015 - 0,03	
0,0 - 0,03 *	Poluição muito leve
0,03 - 0,06	Poluição leve
0,06 - 0,1	Poluição moderada
> 0,1	Poluição pesada

* (Referência 1)

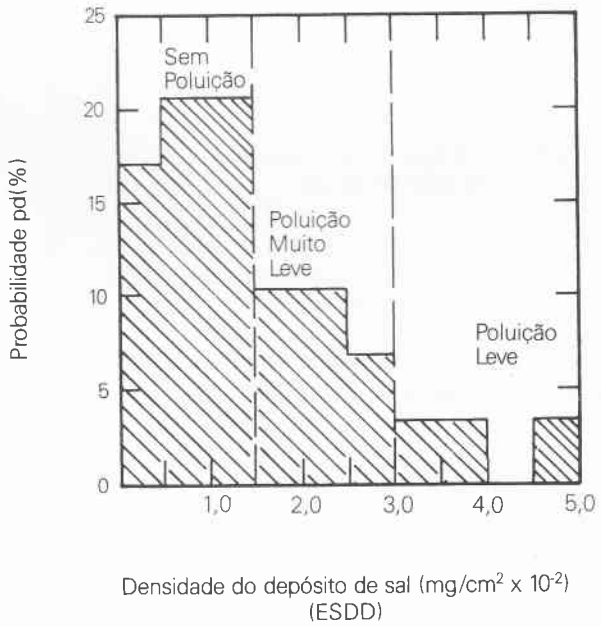


Figura 12.5 - Histograma Típico de Depósito Equivalente de Sal

A partir do histograma da Figura 12.5 é levantada a curva de distribuição acumulada do depósito equivalente de sal de uma determinada região. No exemplo mostrado os isoladores contaminados são do tipo "standard".

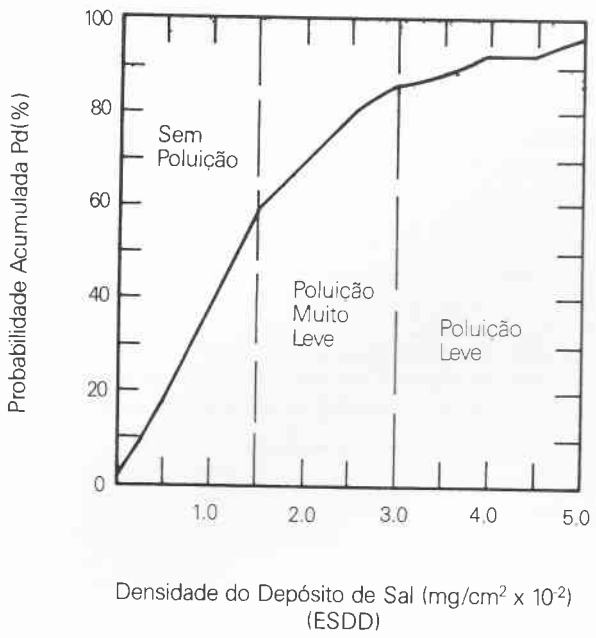


Figura 12.6 - Distribuição Acumulada de Depósito Equivalente de Sal

TABELA 12.2 - Probabilidade Acumulada de Densidade Equivalente de Sal (ESDD) [4]

Faixas de Depósito Sal	p_d (ESDD)%	P_d (ESDD)%
..... - 0,000	0	0
0,0 - 0,005	0,1725	0,1725
0,005 - 0,010	0,2050	0,3775
0,010 - 0,015	0,2050	0,5825
0,015 - 0,020	0,1050	0,6875
0,020 - 0,025	0,1050	0,7925
0,025 - 0,030	0,0700	0,8635
0,030 - 0,035	0,0350	0,8975
0,035 - 0,040	0,0350	0,9325
0,040 - 0,045	0,0000	0,9325
0,045 - 0,050	0,0350	0,9675
0,050 - 0,055	0,0325	1,0000

Os valores de P_d(ESDD) correspondem à probabilidade acumulada, ou seja, a probabilidade de ocorrer um valor menor ou igual a um determinado $ESDD_i$.

$$P_d\,(ESDD) = \Sigma p_d\,(ESDD_i) \qquad (12.2)$$

Na Tabela 12.2 está indicado como é obtida a curva de distribuição acumulada P_d (ESDD) da Figura 12.6.

6.1 Curva de Tensões Disruptivas em Função do Depósito Equivalente de Sal

Sendo a reprodução dos contaminantes possível nos laboratórios, é importante que a sua composição seja a mais acurada possível, já que influencia na tensão de disrupção. Desta forma foram realizados vários testes em laboratórios e há uma extensa bibliografia a respeito do desempenho dos vários tipos de isoladores. Neste capítulo são indicadas as curvas levantadas nas referências [4] e [6].

O objetivo destes testes em cadeias de isoladores é o de simular as condições naturais e determinar a tensão crítica de descarga por isolador (tensão com 50% de probabilidade de haver descarga) em função da densidade equivalente de depósito de sal. É suposto neste caso que a tensão crítica de descarga é linearmente dependente e que o desvio padrão é independente do comprimento da cadeia. Todavia o mesmo método, com leves modificações, pode ser aplicado mesmo quando a linearidade da tensão crítica de descarga como função do comprimento de cadeia é questionável.

Na Figura 12.7 são apresentados resultados típicos e na Figura 12.7a é apresentada também a variação dos desvios padrões das medidas. Nesta figura o isolador testado é o padrão. Nas figuras subsequentes é apresentado o tipo de isolador testado conforme a Tabela 12.3. Portanto, desta forma é conhecido o comportamento dos diversos tipos de isoladores em diversas condições de poluição. Nestes casos, o desvio padrão é assumido 10%.

Naturalmente é interessante realizar-se uma análise de sensibilidade dos vários tipos de isoladores, e procurar definir aquele que ofereça o melhor desempenho e o menor custo.

Como observação convém notar que a tensão de descarga de uma cadeia é influenciada pela distância entre as unidades. Uma distância menor entre os isoladores propicia a formação de arcos e consequentemente reduz a tensão de descarga enquanto um aumento da distância entre os isoladores aumenta a tensão de descarga até um certo limite.

Como é visto a seguir a tensão crítica de descarga pode ser associada a uma curva normal com o desvio padrão mencionado anteriormente.

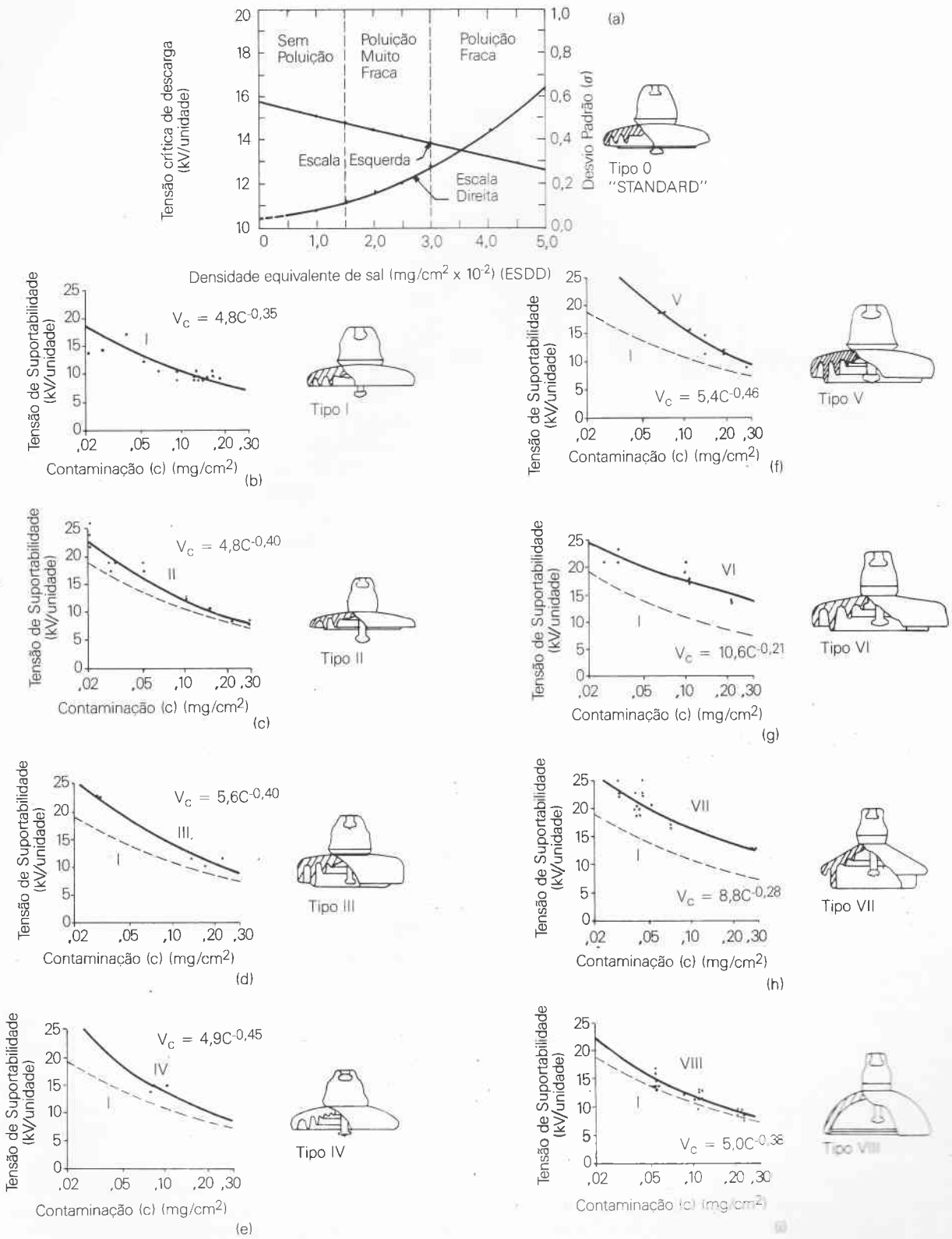


Figura 12.7 - Desempenho de Diversos Tipos de Isoladores [4], [6]

TABELA 12.3 - Características Mecânicas e Elétricas dos Isoladores Testados [6]

Isolador		Distância mm	Diâmetro mm	Distância de Escoamento mm	Suportabilidade Mecânica lbs	Material
standard	I	146	254	292	18000	porcelana
	II	140	254	292	20000	vidro
Fog Type	III	146	254	432	18000	porcelana
	IV	146	254	394	20000	porcelana
	V	159	292	470	36000	porcelana
	VI	156	321	508	40000	vidro
	VII	146	254	368	25000	vidro
	VIII	146	254	292	20000	vidro

6.2 Cálculo do Número de Isoladores

O cálculo do número de isoladores é baseado na análise dos resultados provenientes do levantamento do nível de poluição da região em estudo, a partir da qual é feita uma apropriada seleção do tipo do isolador a ser usado. Esta seleção deve ser feita de tal forma que ofereça um menor risco de falha e que satisfaça os requisitos econômicos.

Portanto, o método apresentado a seguir determina o número de isoladores de uma linha de transmissão sempre associado a um risco de falha devido aos níveis de poluição da região.

Após o exame dos histogramas de depósito equivalente de sal da região, a rota da linha pode ser dividida em seções de mesmas condições de poluição, sendo cada seção descrita através da curva de distribuição acumulada de probabilidades de depósitos equivalentes de sal P_d (ESDD).

6.2.1 Probabilidade de Haver descarga em Função do Depósito Equivalente de Sal

Sabendo que o comportamento de isoladores contaminados é de natureza estatística, o fenômeno da descarga pode ser descrito por uma probabilidade de haver disrupção a qual é definida como a razão do número de descargas e o número total de ocorrências de determinado nível de contaminação à tensão constante.

A probabilidade de descarga Pf (V_0, ESDD) é função da tensão aplicada V_0 por isolador, e do nível de contaminação o qual é expresso em depósito equivalente de sal (ESDD).

Como a probabilidade de descarga depende do nível de contaminação, tem-se que aumentando o equivalente em sal de uma região aumenta-se esta probabilidade. Pela natureza do fenômeno associou-se uma curva normal de probabilidade [7], assim esta probabilidade P_f que é função de V_0 e ESDD pode ser expressa segundo:

$$P_f(V_0,ESDD) =$$

$$= \frac{1}{\sigma\,(ESDD)\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{V_0} \exp - \frac{1}{2} \left(\frac{V_0 - V(ESDD)}{\sigma\,(ESDD)} \right)^2 dV \qquad (12.3)$$

$P_f(V_0,ESDD)$ - probabilidade de haver descarga

V_0 - nível de tensão selecionado (por isolador)

$V(ESDD)$ - tensão crítica de descarga em função do ESDD (vide curvas da Figura 12.7)

$\sigma(ESDD)$ - desvio padrão da distribuição das tensões de descarga

Note que na curva da Figura 12.7a este valor é função do depósito equivalente de sal, mas nas curvas seguintes este valor é assumido igual a 10%.

ESDD - densidade do depósito equivalente de sal

A equação (12.3) também pode ser escrita na seguinte forma:

$$P_f(V_0,ESDD) = \frac{1}{2}\left[1 + \mathrm{erf}\left(\frac{V_0 - V(ESDD)}{\sqrt{2}\,\sigma(ESDD)}\right)\right] \qquad (12.4)$$

onde a função erf(x) é a função erro definida por:

$$\mathrm{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-y^2}\, dy \qquad (12.5)$$

Para se determinar o número de isoladores é necessário estabelecer o nível máximo da tensão operativa à freqüência fundamental. Esta solicitação é contínua e supostamente está sempre presente na linha, e pela sua natureza não tem uma significante variação de magnitude. Normalmente para esta variação admite-se uma sobretensão em torno de 5 a 10% do valor nominal, ou seja:

$$V_{tmo} = \frac{V\phi\phi}{\sqrt{3}} \times f_s \qquad (12.6)$$

$V\phi\phi$ - tensão entre fases do sistema (kV pico)

V_{tmo} - tensão máxima operativa fase-neutro (kV pico)

f_s - fator de sobretensão à freqüência fundamental (normalmente entre 1.05 e 1.10)

No método proposto, a determinação do número de isoladores da linha é baseada na suposição de dependência linear entre a tensão de descarga e este número de isoladores [1], conforme indicado na Figura 12.8.

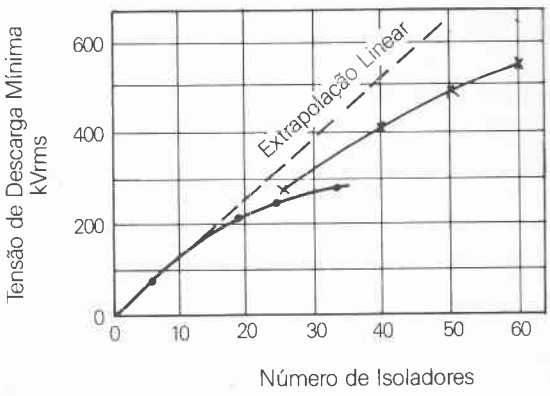


Figura 12.8 - Tensão de Descarga em Função do Número de Isoladores [1]

Através de testes observou-se que a tensão de descarga de um isolador único é mais alta do que quando usado em conjunto com outros numa cadeia e como mostra a curva da Figura 12.8, a tensão de descarga de uma cadeia aumenta linearmente com o número de isoladores até mais ou menos 25 isoladores, a partir daí todavia, esta linearidade é discutível. Certos testes indicam linearidade enquanto outros mostram uma saturação.

6.2.2. Inclusão de Vários "Gaps" em Paralelo

Desde que a região por onde passe a linha tenha sido dividida em regiões de igual poluição, parece lógico que determinado número de cadeias esteja exposto simultaneamente ao mesmo nível de poluição e considerando que a sobretensão é constante, linear, contínua e que as cadeias possuem as mesmas características de disrupção, a probabilidade de que pelo menos uma delas falhe é maior. Se for assumido que a descarga disruptiva nos isoladores é um evento independente [1], [8], não relacionado, a probabilidade de haver descarga em pelo menos uma dentre as n cadeias de isoladores conectadas em paralelo na mesma seção de igual poluição, pode ser descrita pela expressão 12.7, desde que a probabilidade de haver descarga em uma cadeia seja conhecida:

$$P_{fn}\,(ESDD) = 1 - [1 - P_f\,(ESDD)]^n \qquad (12.7)$$

$P_{fn}\,(ESDD)$ - probabilidade de haver disrupção em pelo menos uma cadeia num grupo de n cadeias de isoladores em paralelo

n - número de cadeias em paralelo. Numa linha trifásica todas as cadeias devem ser consideradas

P_f (ESDD) - probabilidade de haver disrupção em uma única cadeia

$(1-P_f(ESDD))^n$ - probabilidade de não haver disrupção em nenhuma cadeia (de suportar)

Com a aplicação da equação (12.7) é observado que o aumento do número de cadeias em paralelo diminui a dispersão da curva de probabilidade de haver disrupção. Por outro lado, a densidade equivalente de sal correspondente à probabilidade com 50% de ocorrer disrupção decresce significativamente com a conexão em paralelo. Entretanto, a densidade de depósito equivalente de sal referente a tensões com probabilidade de falha menores praticamente não se altera, ao contrário da referente à tensão com 50% de haver disrupção (vide Figura 12.9).

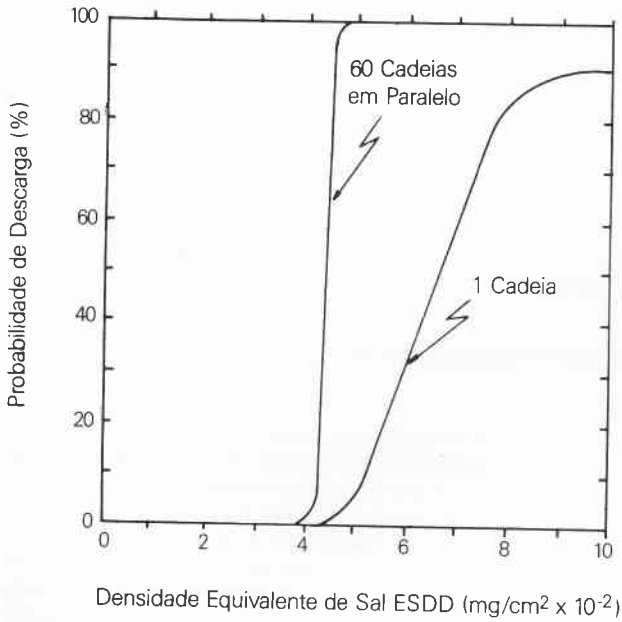


Figura 12.9 - Probabilidade de Falha em Função da Densidade Equivalente de Sal

6.2.3 Cálculo do Risco de Falha

A falha na linha de transmissão irá ocorrer se os isoladores estiverem poluídos e se em pelo menos uma cadeia ocorrer a disrupção. A ocorrência simultânea destes dois eventos, que são independentes, e representados por curvas de probabilidade de ocorrência é o risco de falha (R) o que significa que este risco é o somatório de todos os produtos das probabilidades de ocorrência de determinado nível de poluição pela probabilidade deste nível provocar disrupção no isolamento [4]. Portanto com a combinação da curva de probabilidade de descarga P_{fn} (V_0, ESDD) com a curva de distribuição acumulada de densidade do depósito equivalente de sal P_d(ESDD) é calculado o risco de falha R de uma linha de transmissão quando solicitada por uma tensão à freqüência industrial, que pode ser acima do seu valor nominal ($\approx$ 5 a 10%), em uma determinada região poluída

Na Figura 12.10 a curva da direita, Gaussiana, é definida pela equação 12.8, onde p_{fn} (V_0, ESDD) é a função densidade de probabilidade de ocorrência de descarga em função do depósito equivalente de sal. A outra curva p_d(ESDD) é o histograma do depósito equivalente de sal, e p_d(ESDD) representa a probabilidade de ocorrer determinado nível de depósito de sal:

$$p_{fn}(V_0, ESDD) =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{2\pi}\,\sigma\,(ESDD)} \cdot e^{-(V_0 - V\,(ESDD))^2 \,/\, 2\sigma(ESDD)^2} \qquad (12.8)$$

No cálculo do risco de falha as duas curvas p_d e p_{fn} são transformadas em distribuições acumuladas, a primeira passa a ser P_d(ESDD), conforme a Tabela 12.2, e a segunda P_{fn}(V_o, ESDD), definida na equação 12.3.

Assim pode-se definir:

P_d ($ESDD_i$) - probabilidade de ocorrerem níveis de poluição iguais ou inferiores ao valor de $ESDD_i$. É a função de distribuição acumulada de probabilidades de ocorrência de poluição p_d(ESDD).

P_{fn} (V_0,$ESDD_i$) - probabilidade de haver disrupção no isolamento quando submetido a níveis de poluição iguais ou inferiores ao valor de ESDD. É a função de distribuição acumulada de probabilidades de ocorrer disrupção no isolamento em função do nível de poluição.

A partir da figura 12.10 define-se:

D_{pd} (ESDD) = P_d (ESDD + ΔESDD) - P_d (ESDD)
- probabilidade de ocorrer um nível de poluição entre ESDD + ΔESDD e ESDD.

P_{fn} (V_0, ESDD + ΔESDD/2)
- probabilidade de haver descarga quando o isolamento é sujeito a um nível de poluição ESDD + ΔESDD/2 (entre ESDD e ESDD + ΔESDD). Significa aplicar V_0 e ESDD + ΔESDD/2 na equação 12.3.

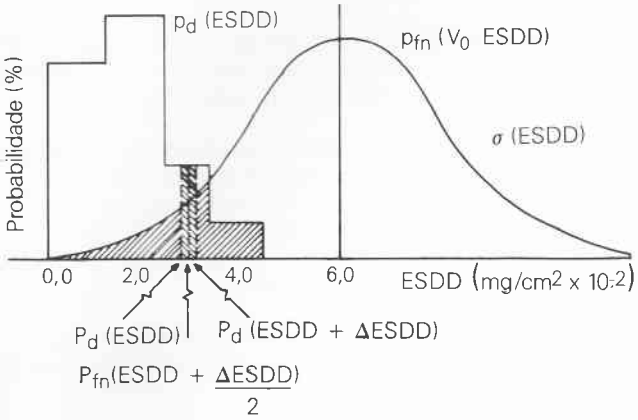


Figura 12.10 - Cálculo do Risco de Falha

O produto D_{fn} (V_0, ΔESDD) = D_{pd} (ESDD) . P_{fn} (V_0, ESDD + ΔESDD/2) é o risco de falha da cadeia de isoladores quando sujeita a um nível de poluição entre o intervalo ESDD e ESDD + ΔESDD e pode ser chamada função densidade de risco.

O risco de falha total é a soma de todos os produtos D_{fn}(V_0, ESDD) de cada intervalo ΔESDD, em que foi dividida a faixa de interseção entre as duas curvas relativas a P_d e P_{fn} (área hachurada na Figura 12.10) e pode ser expresso por:

$$R(V_0) = \sum_{i=1}^{m} D_{pd}(ESDD) \quad P_{fn}\left(V_0, ESDD + \frac{\Delta ESDD}{2}\right) \tag{12.9}$$

Onde m é o número de intervalos considerados, o qual é determinado a partir do valor mais baixo de ESDD até o valor mais alto registrado no histograma.

A expressão (12.9) em termos de integral fica:

$$R(V_0) = \int_0^{\infty} P_{fn}\left(V_0, ESDD + \frac{\Delta ESDD}{2}\right) . \; D_{pd}(ESDD) \; . \; d(ESDD) \tag{12.10}$$

A expressão do risco de falha em função de P_f (probabilidade de falha em uma cadeia) fica:

$$R(V_0) = \int_0^{\infty} \left(1 - \left(1 - P_f\left(V_0, ESDD + \frac{\Delta ESDD}{2}\right)\right)^n\right) D_{pd}(ESDD) \; . \; d(ESDD) \tag{12.11}$$

O resultado destes cálculos para os diversos valores de V_0(kV/isolador) é mostrado na Figura 12.11 que indica o risco de falha de uma seção de linha de transmissão de mesmo nível de poluição, em função da tensão por isolador.

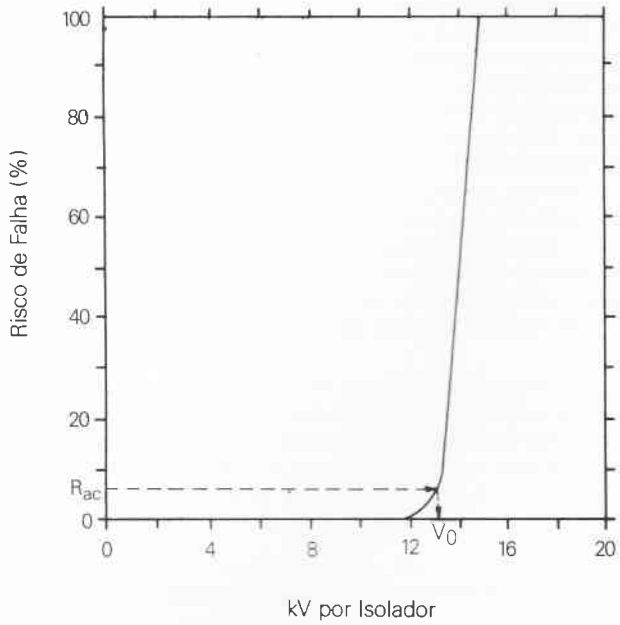


Figura 12.11 - Risco de Falha em Função da Tensão (kV/Unidade) por Isolador para uma Dada Distribuição Equivalente de Sal

6.2.4 Determinação do Número de Isoladores

Com a curva do risco de falha em função da tensão por unidade (V_0) conforme determinado no item anterior (Figura 12.11) e tendo sido previamente estabelecido um critério de risco de falha tido com aceitável (R_{ac}), é possível através de interpolação linear determinar a tensão por unidade correspondente (V_0) e conseqüentemente o número de isoladores, para um trecho de linha de mesmo nível de poluição, através da expressão:

$$\text{Nº de Isoladores} = \frac{V_{\text{fase-neutro do sistema (kV)}}}{V_0 \text{ (kV por unidade)}} \tag{12.12}$$

7 Desempenho sob Condições de Ventos Extremos

Nas condições de ventos extremos, as cadeias de isoladores dispostos em configuração I, sofrem grandes deslocamentos provocando a ocorrência de ângulos de balanço bastante severos. Dessa forma, a suportabilidade dos espaçamentos em ar (distância condutor-torre) pode ser reduzida a valores menores que o nível de disrupção para a tensão nominal em 60 Hz. As velocidades de vento mais prováveis de causarem disrupção na operação em 60 Hz são aquelas que ocorrem durante uma grande tempestade. [9]. Assim, no dimensionamento da silhueta da torre quanto a sua operação à tensão máxima operativa é necessário prever a ocorrência de ventos extremos para um determinado período. Normalmente este período é escolhido como sendo igual à vida útil da linha. Esta condição é normalmente expressa em termos de um período médio de recorrência. Este período de recorrência, também chamado período de retorno, corresponde à probabilidade anual de ocorrência de um vento extremo. Logo, é importante determinar a velocidade do vento extremo que pode ser esperado num dado período de recorrência e, consequentemente o ângulo de balanço causado por este vento.

O cálculo deste ângulo de balanço é baseado no teste de Hornisgrinde [10] e está descrito no capítulo 14. A partir do conhecimento deste ângulo de balanço são determinadas as distâncias mínimas do condutor à estrutura [8] baseado em critérios de probabilidade de falha.

7.1 Determinação do Vento Extremo Máximo

O método é baseado na teoria dos valores extremos de E. J. Gumbel [10], [11].

Este método pode ser aplicado somente para variáveis estatísticas as quais são as mínimas ou as máximas de uma amostra. As variáveis consideradas mais adequadas têm sido os registros dos valores extremos anuais da velocidade do vento. Assim é necessário se conhecer a distribuição estatística dos ventos extremos instantâneos anuais medidos numa estação nas imediações da região por onde passará a linha.

O teorema básico que rege este método é o seguinte:

Se x é o máximo de uma grande amostra de variáveis escolhidas ao acaso de uma população estatística (cuja distribuição é sujeita a um número de condições seguidas por muitas variáveis climatológicas), então a probabilidade de ocorrência de valores de x menores que um dado x', tende para:

$$P = \exp(-\exp(-a(x'-u))) \qquad (12.13)$$

à medida que o tamanho da amostra, para o qual x é um extremo, tornar-se cada vez maior, onde a e u são parâmetros característicos da população sob consideração.

A teoria dos valores extremos é usualmente empregada para tratar de eventos infreqüentes e a maneira mais conveniente é pensar em um evento o qual somente acontecerá uma vez em alguns anos do que uma probabilidade simplesmente. Isso leva à definição de "período de retorno" ou período de recorrência.

Se 1-P é a probabilidade de ocorrência de um valor máximo anual igual ou maior que dado valor de x, então o período de retorno é definido por:

$$T = \frac{1}{1-P} \qquad (12.14)$$

Assim, a partir de uma amostra de velocidades máximas anuais de vento, registrado em certa estação meteorológica, é possível se determinar as velocidades de vento as quais podem ser excedidas em um dado ano, correspondentes a vários períodos de retorno. Normalmente se utiliza a distribuição de valores extremos tipo Gumbel I (amostragem infinita) conforme se segue:

$$F(v) = 1 - \exp\left\{-\exp\left(-\frac{\pi}{\sqrt{6}} \cdot \frac{v - \bar{v} + 0{,}45\,\sigma}{}\right)\right\} \qquad (12.15)$$

Onde:

F(v) = probabilidade da velocidade do vento ser maior do que V; assim o período de retorno pode ser definido como sendo o inverso de F(v).

$\bar{v}$ e σ = respectivamente média e desvio padrão dos ventos máximos anuais, referidos à média de 1 minuto (tempo de integração normalmente utilizado em estudos de coordenação de isolamento), a um nível de 10 m acima do solo e às condições da região atravessada pela linha; $\bar{v}$ pode ser obtida com boa aproximação desde que se tenha pelo menos 10 anos de registro; σ pode ser obtido com boa aproximação, desde que se tenha pelo menos 20 anos de registro.

A expressão acima ao indicar os valores $\pi/\sqrt{6}$ e 0,45 para as constantes da distribuição está considerando a amostra como sendo representativa da população (número infinito de elementos). Sobre esse aspecto existem outras referências [10], [11] que recomendam considerar o tamanho real disponível da amostra para a obtenção destas constantes. O procedimento para sua determinação é descrito a seguir.

Dada uma amostra de extremos, primeiramente é calculada a média ($\bar{x}$) e o desvio padrão (s_x) da série de máximos anuais:

$$\bar{x} = \sum_{i}^{n} \frac{x_i}{n} \qquad (12.16)$$

$$s_x = \sqrt{\sum_{i}^{n} \frac{(x_i - \bar{x})^2}{n}} \qquad (12.17)$$

Com $\bar{x}$ e s_x aplicados na expressão (12.18), obtem-se a intensidade da variável estudada X_T para um período de retorno de T anos:

$$X_T = \bar{x} + K(T, n)\, s_x \qquad (12.18)$$

Onde:

K(T,n) é o fator de freqüência, que depende somente do número de anos (n) da amostra e de um específico período de retorno T. É expresso por:

$$K(T,n) = \frac{y_T - \bar{y}_n}{\sigma_n} \qquad (12.19)$$

Onde:

y_T = é o valor de y para o período de retorno de T anos

$\bar{y}_n$ e σ_n são funções do número de anos (n) da amostra e podem ser calculados através das seguintes expressões:

$$y_T = -ln\,(-ln\,(1 - \frac{1}{T})) \qquad (12.20)$$

$$y_m = -ln\,(-ln\,\frac{m}{n+1}) \qquad (12.21)$$

$$\bar{y}_n = \frac{1}{n}\,\Sigma\, y_m \;\therefore\; m = 1,2 \ldots n \qquad (12.22)$$

$$\sigma_n^2 = \frac{\Sigma\, y_m^2}{n} - \bar{y}_n^2 \qquad (12.23)$$

Como o fator de freqüência independe dos valores da amostra, ele pode ser tabelado em função de T e n, sendo os cálculos para determinação de um X_T resumidos no cálculo da média e do desvio padrão da amostra.

Desse modo, a utilização do método exposto permite a partir do conhecimento de uma amostra de ventos máximos anuais de um minuto e um período de retorno específico determinar a velocidade do vento associado à probabilidade deste valor ser excedido em qualquer ano.

Com a aplicação desta velocidade na fórmula (12.24), determina-se o ângulo de balanço máximo associado a este período de retorno:

$$\theta_{máx} = \text{arctg}\, k \,.\, \frac{D}{W} \cdot \frac{H}{V} \,.\, v^2 \,.\, 0{,}05832 \qquad (12.24)$$

Onde:

k - fator de efetividade do vento

d - diâmetro do condutor (m)

W - peso nominal do condutor por unidade de comprimento (kg/m).

H - vão médio ou horizontal (m)

V - vão vertical

v - velocidade máxima do vento para um período de retorno especificado

A dedução da expressão de $\theta_{máx}$, bem como as várias considerações com relação a todos os parâmetros envolvidos estão descritos no capítulo 14, "Desempenho Elétrico de Linhas de Transmissão Quanto a Surtos de Manobra".

7.2 Determinação das Distâncias Mínimas Condutor-Estrutura

A partir de resultados de testes realizados em laboratórios de EAT em configurações típicas, pode-se então determinar as distâncias mínimas de isolamento condutor-estrutura, conhecendo-se as suportabilidades dos diversos "gaps" envolvidos.

Na Figura 12.12 são apresentadas as características de disrupção para várias configurações em condições de não contaminação. As curvas desta figura são suficientes para se determinar as distâncias mínimas de isolamento para solicitações de tensão à freqüência industrial. Contudo para casos específicos onde se quer obter precisão nos resultados, a configuração a ser estudada deve ser testada, já que a tensão de descarga varia com a geometria da estrutura. Geralmente a tensão de descarga para a freqüência industrial está entre as curvas haste-haste e haste-plano.

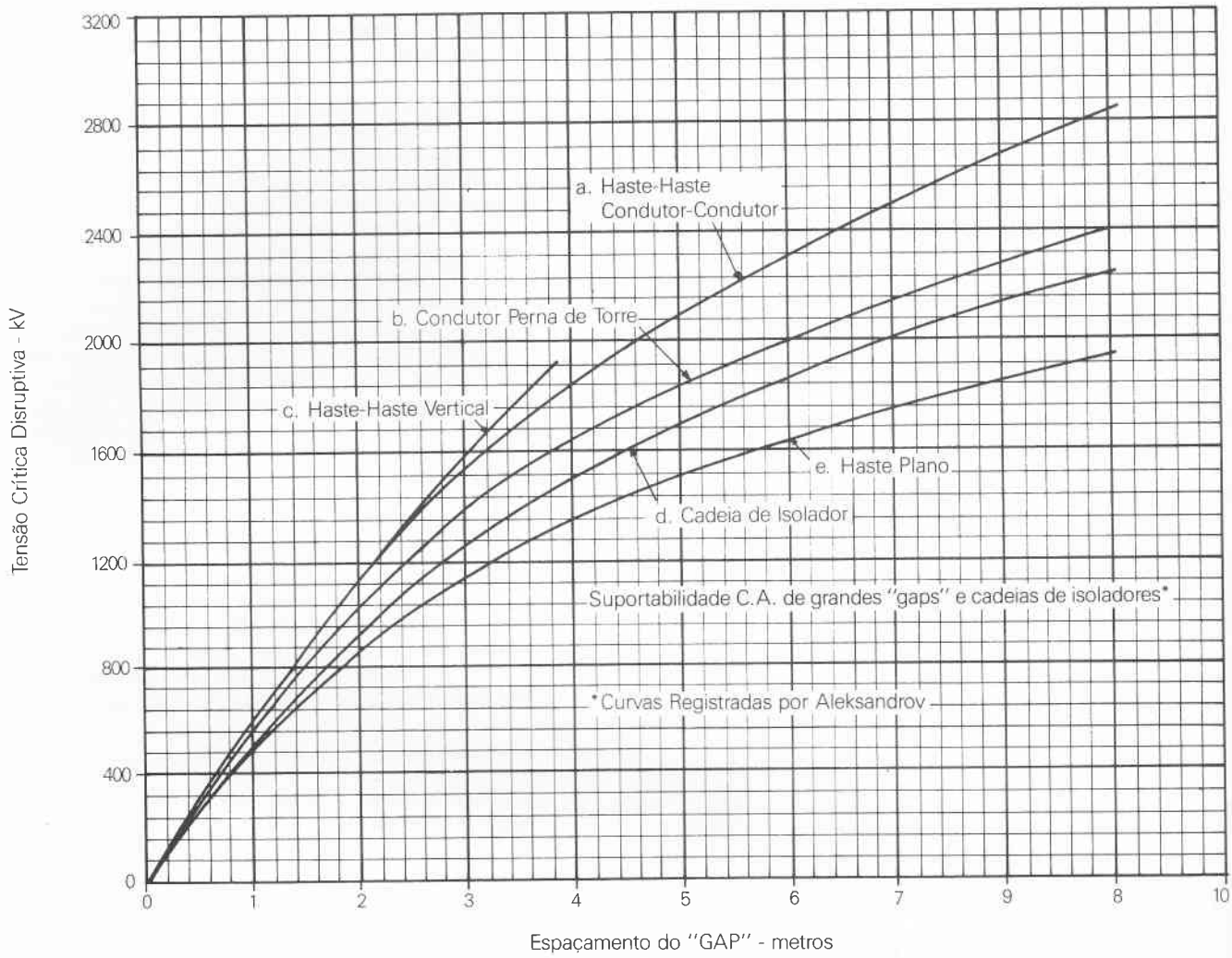


Figura 12.12 - Tensão de suportabilidade das cadeias de isoladores e "gaps" segundo ALEKSANDROV. [1]

Normalmente a distribuição das tensões de suportabilidade é representada por uma tensão crítica de descarga (U_{50}) (tensão com probabilidade de 50% de haver disrupção) e por um desvio padrão (σ) na faixa de 2% a 3%.

Habitualmente utiliza-se como critério para cálculo da tensão de suportabilidade uma probabilidade de falha muito pequena, como por exemplo a correspondente a um afastamento em relação à média (U_{50}) de 3 desvios padrões (3σ). Assim a tensão de suportabilidade fica definida como:

$$V_{sup} = U_{50}\,(1 - 3\sigma) \qquad (12.25)$$

O valor U_{50}, determinado nas condições atmosféricas padrões deve também ser corrigido de modo a incluir o efeito das condições ambientais da região por onde a linha passará. Geralmente utiliza-se o fator de correção atmosférico que exprime as condições médias ambientais ($FCA_{médio}$) ou condições ambientais mais pessimistas (FCA_{min}), caso se queira ser mais conservador no cálculo das distâncias mínimas de isolamento. A definição do fator de correção atmosférico, as grandezas envolvidas e comentários pertinentes estão descritos no capítulo 14.

O critério para o dimensionamento das distâncias mínimas consiste em fazer com que a tensão de solicitação (tensão máxima operativa - V_{tmo}) seja menor ou igual à tensão de suportabilidade (V_{sup}).

Assim, para os espaçamentos condutor-estrutura (fase-terra) têm-se:

$$V_{tmo} \leqslant U_{50} (1 - 3\sigma) \cdot FCA$$

Portanto, conhecendo-se as grandezas V_{tmo}, σ e o FCA, calcula-se a tensão crítica de disrupção U_{50} e com o auxílio das curvas contidas na Figura 12.12 determina-se as distâncias mínimas de isolamento.

Com esses valores, associados ao ângulo de balanço máximo, e considerando-se os condutores na condição de repouso, conforme indicado na Figura 12.13, fica estabelecida a silhueta básica da torre definida por critérios de desempenho quanto à tensão máxima operativa. Esta geometria básica deverá, em seguida, ser testada frente às descargas atmosféricas e a surtos de manobra no sentido de avaliar seu desempenho em relação a estas solicitações.

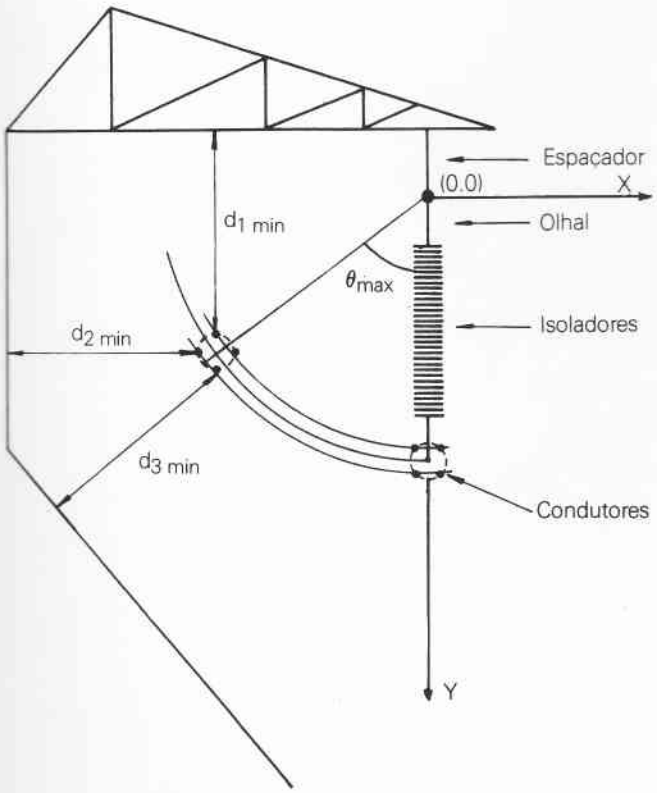


Figura 12.13 - Distâncias Mínimas de Isolamento - Configuração Básica

8 BIBLIOGRAFIA

[1] "Transmission Line Reference Book 345 kV and Above" EPRI, 1975, Chapter 10

[2] Hampton, B.F. - "Flashover Mechanism of Polluted Insulation", Proc. IEE vol. 111, nº 5, May 1964

[3] Lambeth, P.J. - "Effect of Pollution on High-Voltage Outdoor Insulators" - Proc. IEE vol. 118, nº 9R, September 1971

[4] Karady, G. & Mukhedkar, D. - "Survey of Insulation Pollution Problem for High Voltage Transmission Lines" - 1976, IEEE Winter Meeting. N.Y.

[5] Kaway, M. & Milone, D.M. - "Flashover Test at Project UHV on Salt-Contaminated Insulators" - IEEE vol. PAS-89, nº 5/6, May/June 1970

[6] Reece, T.A., Mauldin, T.P., Hillesland, T. & Knudsen, S.R. - "PG and E's Cool Fog Tests on Artificially Contaminated Suspension Insolators" - IEEE T74070-9

[7] Crow, E., Davis, F. & Maxfield, M. - "Statistics Manual" - Dover Publications, Inc. - New York

[8] Esmeraldo, Paulo Cesar V. - "Influência dos Parâmetros Meteorológicos no Desempenho Elétrico de Linhas de Transmissão Quanto a Surtos de Manobra - Um Programa Digital" - Tese de Mestrado, EFEI Junho, 1976

[9] Annestrand, S., Bossuyt, E.F. & Reppen, N.D. - "Insulation Performance Analysis of a 500 kV Transmission Line Design" - IEEE vol. PAS-89, nº 3, March 1970, pg. 429-437

[10] Gumbel, E.J. - "Statistics of Extremes" - 1958 - Columbia University Press

[11] Kendall, G.R. - "Statistical Analysis of Extreme Values" - First National Hydrology Conference Symposium on Spillway Design Floods, Otawa, November 4-5, 1959

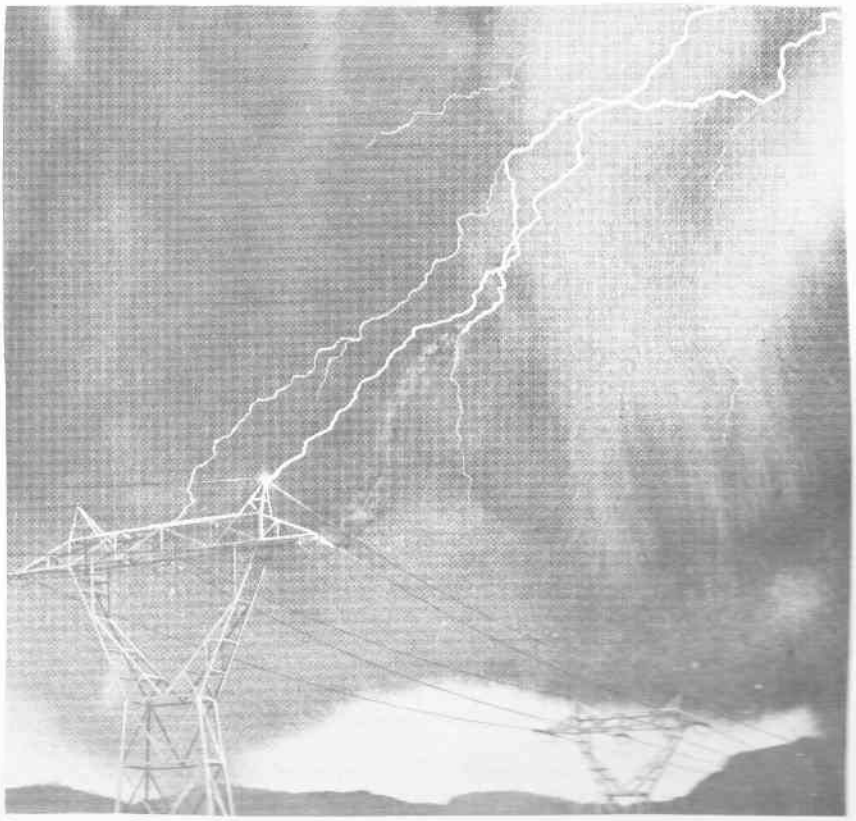
[12] Headman, D. - "Insulation Coordination" - Power Technology Course, PTI - 1973

[13] Norma IEC - Technical Committee 11 - "Recommendations for Overhead Lines" - Julho/1980

Capítulo 13

Desempenho Elétrico de Linhas de Transmissão Quanto a Descargas Atmosféricas

Marco Polo Pereira



Descarga no Topo da Torre

1 Introdução

O projeto de uma linha de transmissão sob o ponto de vista de descargas atmosféricas envolve a determinação dos seguintes elementos: espaçamentos elétricos, quantidade de isoladores, ângulo de blindagem e sistema de aterramento das estruturas, os quais são ajustados de modo a fornecer uma taxa de desligamentos pré-estabelecida nos critérios básicos de projeto.

À medida que o nível de tensão se eleva, as solicitações atmosféricas têm a sua importância diminuída na determinação dos espaçamentos elétricos, sendo a taxa de desligamentos automaticamente reduzida, devido ao aumento do nível de isolamento das linhas de transmissão, como pode ser obervado na Tabela 13.1 [17].

TABELA 13.1 — Desempenho de Linhas de Transmissão

Tensão Nominal do Sistema (kV)	Nº de Desligamentos (/100 km/Ano)
11 - 22	20,3
42	21,9
88	11,9
132	5,0
275	1,9
400	0,6

No entanto, nos estudos de confiabilidade para o sistema de transmissão de 800 kV de Itaipu [15], foi verificada a grande importância do comportamento das linhas quanto a descargas de origem atmosférica, caracterizando a necessidade de estudos extensos e cuidadosos para o projeto da cabeça de torre, de modo a garantir um desempenho compatível com os critérios de confiabilidade.

O comportamento de uma linha de transmissão para solicitações atmosféricas pode ser analisado sob três aspectos principais: falha de blindagem, incidência de raios nas torres ou nos cabos pára-raios e incidência de raios nas proximidades da linha.

De modo geral pode ser estabelecido que o mecanismo de falha de blindagem está associado com raios de baixa intensidade de corrente, enquanto que os desligamentos para incidência nos pára-raios ou nas torres são provenientes de raios com correntes de alta intensidade. Esta conclusão está de acordo com medicões efetuadas em linhas de transmissão [1].

Para as linhas de extra alta tensão (EAT) e ultra alta tensão (UAT), a possibilidade de desligamentos por incidência de raios nas proximidades da linha pode ser considerada desprezível [19].

Para análise destes mecanismos é de fundamental importância o conhecimento dos parâmetros envolvidos na formação das descargas atmosféricas e do relacionamento entre estes parâmetros e a geometria da linha de transmissão.

Os mecanismos de incidência de raios nos condutores (falha de blindagem) e nos pára-raios e torres (backflashover) serão apresentados neste capítulo, sendo analisado o caso de blindagem efetiva dos cabos condutores, isto é, posicionamento dos cabos pára-raios de modo que o número de desligamentos devido a incidência de raios nos condutores seja igual a zero.

Para os casos onde esta blindagem eficaz não possa ser obtida, ou para linhas de transmissão projetadas conforme uma quantidade de desligamentos por falha de blindagem pré-estabelecida, será analisada uma metodologia de cálculo para a determinação do índice de desligamentos.

Um caso específico de aplicação desta metodologia será examinado em detalhes no apêndice I.

2 Análise dos Principais Elementos Envolvidos no Estudo do Comportamento de Linhas de Transmissão a Descargas Atmosféricas

2.1 Características das Descargas Atmosféricas

As descargas atmosféricas têm sido medidas ao longo dos anos em diversas partes do mundo, sendo as informações mais recentes fornecidas por Berger [8], Erikson [14], Popolansky [1] e Szpor [20].

Algumas das distribuições se referem ao local de medição, isto é, uma antena ou uma torre, e podem conter algum efeito inerente à própria estrutura onde são realizadas as medições, visto que estes locais estão geralmente situados em regiões de alto nível ceráunico e de grande altitude, para permitir a obtenção de uma grande quantidade de dados.

Entretanto, alguns autores têm estudado as distribuições assim obtidas e promovido composições entre elas de modo a obter distribuições mais

abrangentes, considerando inclusive dados obtidos de medições em linhas de transmissão e a possibilidade de erros sistemáticos nas medições.

Os parâmetros associados às descargas atmosféricas já foram apresentados de forma detalhada no capítulo 4 e, por esse motivo, não serão discutidos novamente neste capítulo.

2.2 Quantidade de raios que incidem sobre uma linha de transmissão

A quantidade raios que incidem sobre uma linha de transmissão depende da densidade de raios para a terra, da região onde foi projetada a linha e de sua área de exposição. A referência [29] recomenda a utilização da seguinte expressão empírica, para a obtenção da largura equivalente da faixa de exposição de uma linha de transmissão:

$$L = e + 4(h)^{1,09}$$

Sendo:

L = largura equivalente da faixa de exposição de uma linha de transmissão em metros

e = espaçamento horizontal entre cabos pára-raios em metros

h = altura equivalente dos cabos pára-raios em metros

A altura equivalente dos cabos pára-raios é calculada por:

$$h = h_p - 2/3\,(h_p - h_m)$$

onde h_p é a altura dos cabos pára-raios na torre e h_m é a altura mínima dos cabos pára-raios no meio do vão.

Para determinado comprimento de linha de transmissão, basta multiplicar a largura equivalente apresentada acima pelo comprimento da linha e pela densidade de raios para a terra, para que se conheça a quantidade de raios que incidem sobre a linha.

2.3 Incidência de Raios ao Longo dos Vãos

Os raios que incidem nos cabos pára-raios e torres são distribuídos ao longo dos vãos, com alguma tendência para as proximidades das torres, pelo fato de constituírem os pontos mais elevados da linha de transmissão.

A percentagem de raios que incidem nas proximidades das torres depende do tipo da torre e de sua massa metálica.

Informações obtidas por Anderson [11] levaram à conclusão de que, para torres de aço com grande massa vãos de 300 metros, 60% dos raios incidem nas proximidades da torre, sendo os restantes 40% incidentes ao longo do vão.

Para torres metálicas leves em vãos de 270m, 40% das descargas incidem nas proximidades das torres.

De modo geral, uma relação bem simples deve ser utilizada para a distribuição de raios ao longo dos vãos.

2.4 Modelo Eletrogeométrico

O modelo eletrogeométrico, desenvolvido por Armstrong e Whitehead (já apresentado no capítulo 4), relaciona os parâmetros geométricos de uma linha de transmissão com a intensidade de corrente do raio.

As Figuras 13.1 e 13.2 ilustram a concepção do modelo eletrogeométrico, sendo a Figura 13.1 construída para a aproximação de um canal piloto sobre uma linha de transmissão.

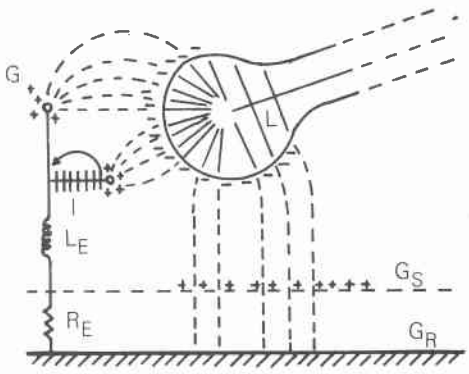


Figura 13.1 - Incidência de uma Descarga Atmosférica sobre uma linha de Transmissão

Sendo:

L - descarga piloto

G - cabo pára-raios

ϕ - cabo condutor

L_E - indutância equivalente da torre

R_E - resistência equivalente do aterramento

G_S - superfície do solo

G_R - terra de referência

A construção do modelo eletrogeométrico para determinada intensidade de corrente de descarga e com as distâncias de atração referenciadas à geometria da linha de transmissão, em vez de referenciada à ponta da descarga piloto, é indicada na Figura 13.2.

As regiões ab, bc e cd representam as áreas de exposição para o solo, condutor e pára-raios, respectivamente.

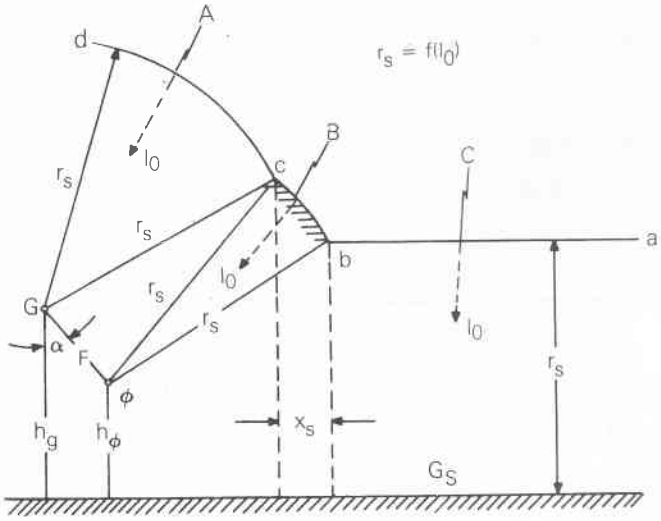


Figura 13.2 - Modelo Eletrogeométrico para um Raio de Intensidade de Corrente I

Sendo:

I_0 - intensidade da corrente do raio

ϕ - cabo condutor

G - cabo pára-raios

G_S - solo

r_s - distância de atração

No modelo eletrogeométrico o raio é simulado pelo seu último "salto", ou seja, apenas pelo último segmento percorrido pela descarga piloto em seu movimento descendente, não sendo de interesse o caminho percorrido desde a sua formação até as proximidades da linha de transmissão.

Diversas expressões têm sido utilizadas para relacionar a distância de atração com a intensidade da corrente do raio, sendo a expressão 4.1.3, já apresentada no capítulo 4:

$$r_s = 9\ I_0^{0,65}$$

plenamente satisfatória para a análise do desempenho de linhas de transmissão a descargas atmosféricas.

2.5 Suportabilidade dos Isolamentos de uma Linha de Transmissão a Surtos Atmosféricos

Uma linha de transmissão apresenta basicamente três tipos de configurações diferentes para análise do isolamento a surtos atmosféricos: espaçamento condutor-estrutura, espaçamento condutor-condutor e espaçamento condutor-solo.

As informações de suportabilidade são obtidas de testes realizados em laboratórios, os quais comprovam que a descarga ocorre sempre para a menor distância entre parte energizada e parte aterrada.

A tensão crítica disruptiva para surtos atmosféricos está indicada na Figura 13.3, para polaridade positiva e negativa, em função da quantidade de isoladores tipo padrão (5 3/4" x 10") [11].

A Figura 13.4 mostra a tensão crítica disruptiva entre dois condutores paralelos, para polaridade positiva e negativa, em função do espaçamento entre cabos [11].

O isolamento é afetado pela altitude, sendo recomendada uma redução de 2,5% para cada 300 metros de altitude [11].

A presença de chuva não altera o comportamento do isolamento quando submetido a surtos atmosféricos, não sendo portanto consideradas correções devidas a este efeito.

Recentemente foram realizados testes no CEPEL em modelos de torres correspondentes àquelas utilizadas nos sistemas de 765 e 500 kV de FURNAS. Os resultados destes testes estão apresentados na referência [28] e os aspectos mais relevantes foram os seguintes:

- sempre que possível devem ser utilizadas as características de suportabilidade determinadas para as torres reais nos cálculos de desempenho de linhas a descargas atmosféricas.

- a solicitação provocada por uma descarga atmosférica provém, normalmente, de uma incidência na torre, não sendo, portanto, os valores de suportabilidade disponíveis na literatura os mais adequados. São necessárias informações da suportabilidade obtida a partir da injeção do impulso na própria torre.

- a forma de onda da solicitação atmosférica pode ser caracterizada por um impulso geralmente bastante diferente do impulso padrão (1,2 x 50 μs). No entanto, os testes realizados demonstraram que a utilização de informações obtidas a partir de impulsos do tipo 1,2 x 50 μs é conservativa.

As Figuras 13.5 a 13.9 apresentam as características de suportabilidade obtidas para diversas condições dos testes realizados.

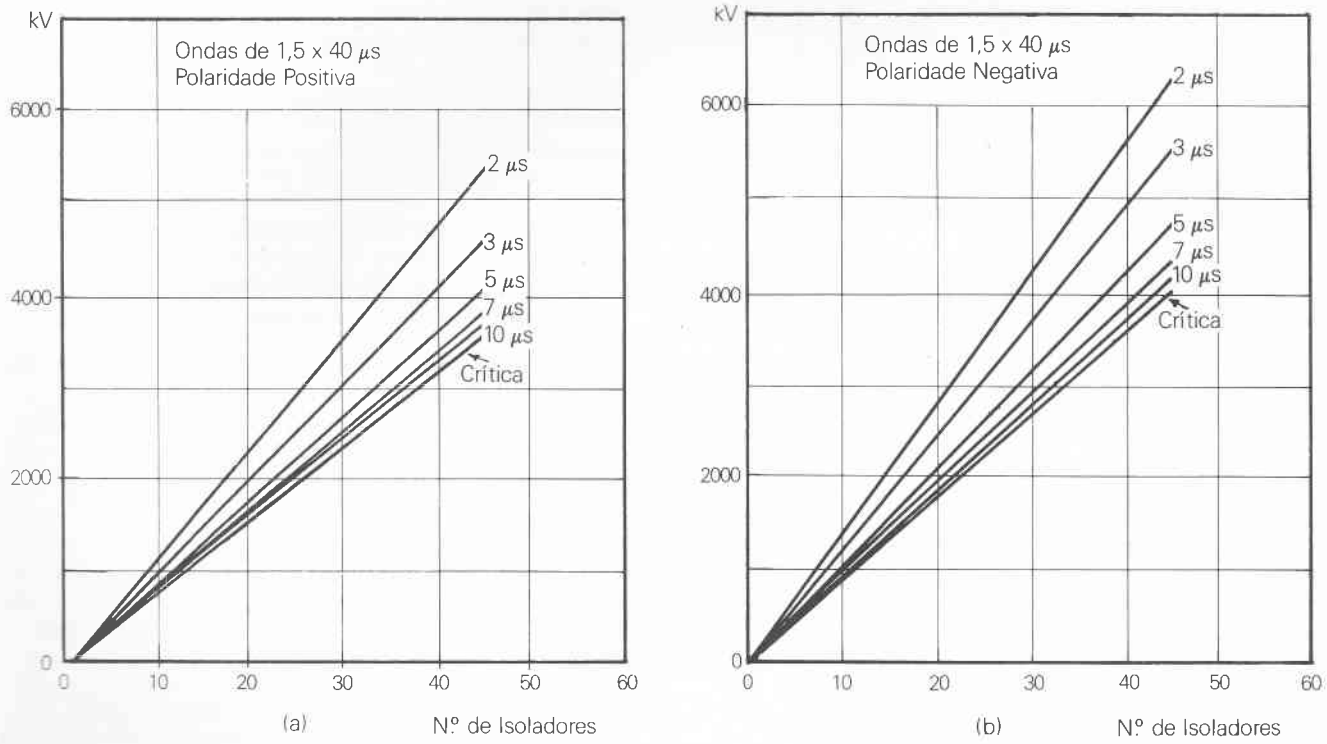


Figura 13.3 - Tensão Crítica Disruptiva em Função do Número de Isoladores

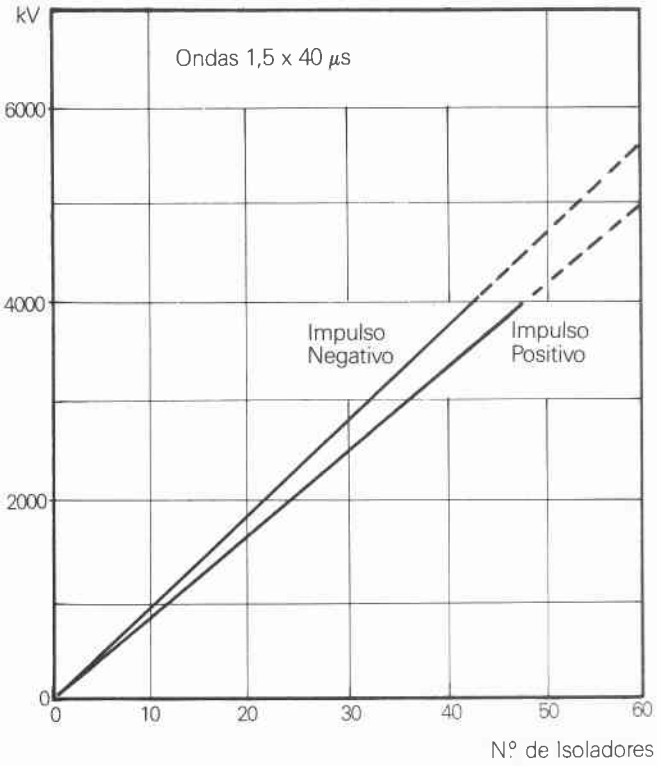


Figura 13.4 - Tensão Crítica Disruptiva em Função do Espaçamento entre Cabos

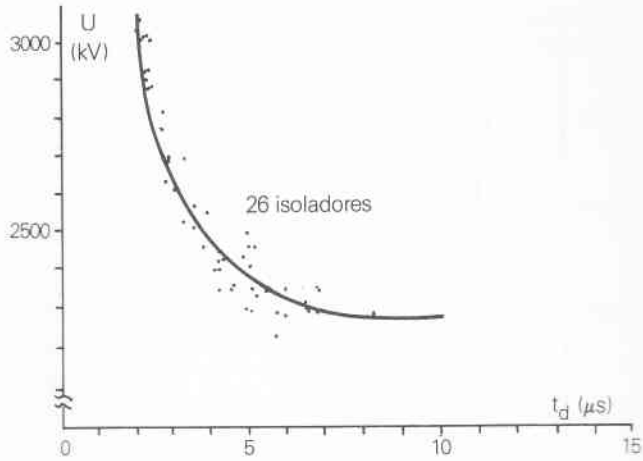


Figura 13.6 - Curva de Tensão x Tempo para Ocorrer a Descarga para Impulso Negativo (1,2/50μs) Aplicado no Condutor

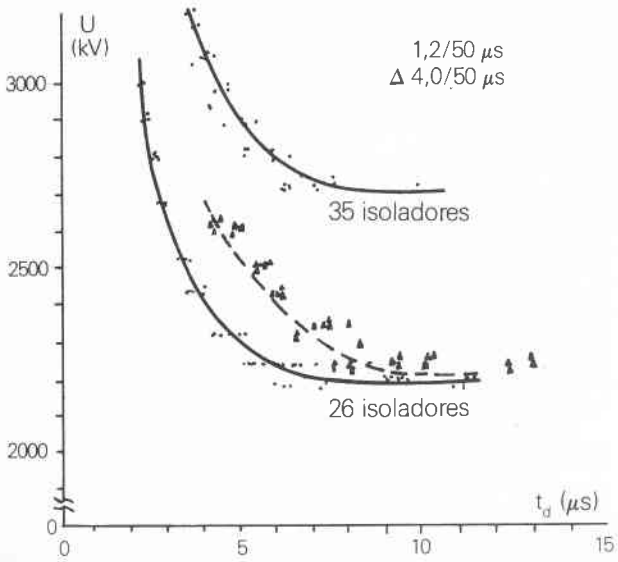


Figura 13.5 - Curva de Tensão x Tempo para ocorrer a Descarga para Impulso Positivo Aplicado no Condutor

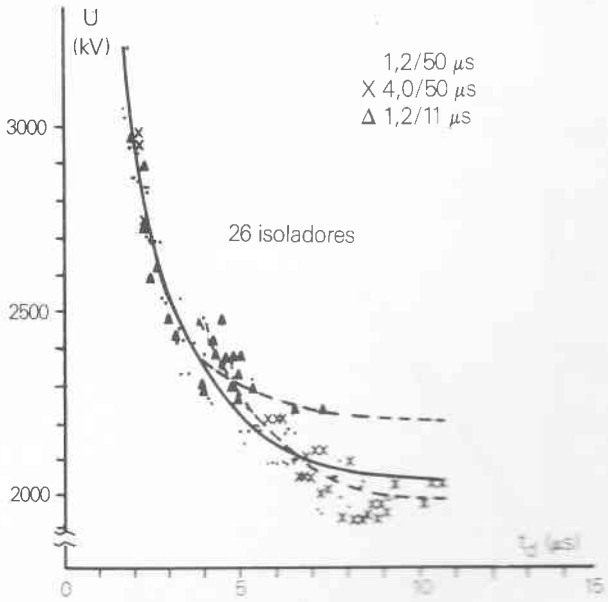


Figura 13.7 - Curva de Tensão x Tempo para Ocorrer a Descarga para Impulso Negativo Aplicado na Torre

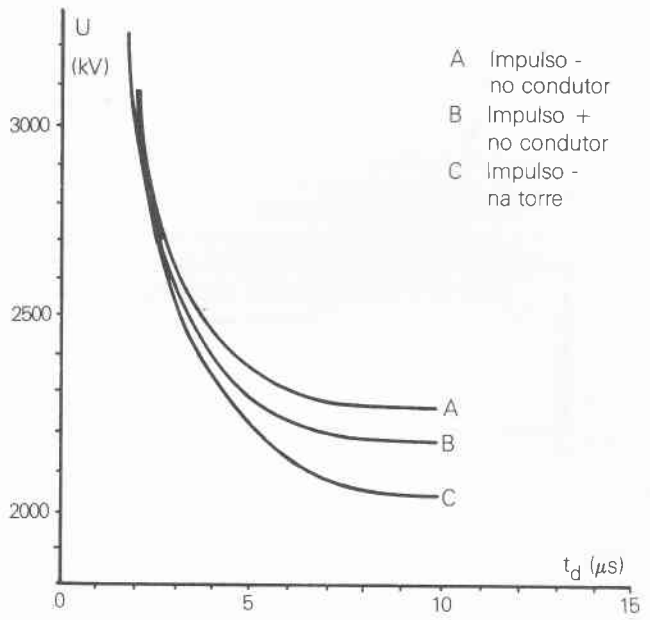


Figura 13.8 - Curva de Tensão x Tempo para Ocorrer a Descarga para Impulso 1,2 x 50 μs

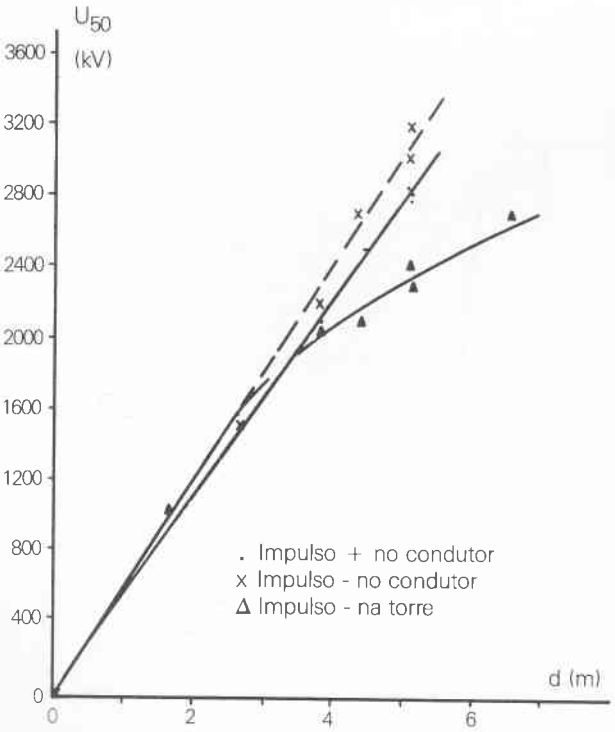


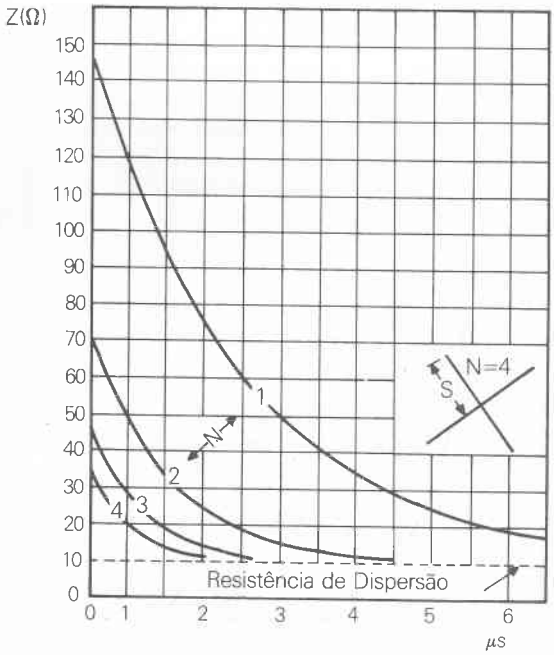
Figura 13.9 - Valor de $U_{50\%}$ em Função do Comprimento da Cadeia de Isoladores

2.6 Resistência de Pé-de-Torre

As torres de uma linha de transmissão são conectadas a um sistema de aterramento formado por hastes e contrapesos, para o escoamento da corrente do raio de maneira eficiente.

Este sistema de aterramento se comporta como uma impedância transitória, variando desde o seu valor inicial até o valor da resistência de dispersão. Na Figura 13.10 estão indicadas curvas que mostram esta variação para determinada configuração de contrapesos [9].

Um cabo contrapeso tem uma impedância inicial de surto, dependendo das condições do solo, normalmente sendo da ordem de 150 a 200 ohms. Com a propagação da onda de corrente através do contrapeso, esta impedância de surto é reduzida à sua resistência de dispersão em um período de tempo dependente do comprimento do cabo e da velocidade de propagação do surto.



Z = 150 = Impedância de surto (inicial)
R = 10 = Resistência de dispersão
N = Número de cabos
NS = 1000' = Comprimento total de cabo

Figura 13.10 - Variação da Impedância Transitória e Efeito do Número de Contrapesos

Em geral, o surto se propaga num contrapeso com velocidade da ordem de 1/3 da velocidade da luz de modo que, num contrapeso de 305 metros, a impedância de surto é aproximadamente 150 ohms e, ao fim de 6 microssegundos, a resistência efetiva é a sua resistência de dispersão.

Do mesmo modo, um cabo contrapeso de 76 metros tem uma impedância inicial de 150 ohms, mas este valor é reduzido a sua resistência de dispersão em apenas 1,5 microssegundos.

O exposto acima serve para mostrar que, sob o ponto de vista de resposta transitória, é melhor a utilização de vários cabos contrapesos com comprimentos menores do que uma quantidade reduzida de cabos com comprimentos maiores.

Análise de testes em cabos contrapesos, submetidos a ondas retangulares de corrente, confirmam que a impedância transitória varia aproximadamente com a equação [9]:

$$Z_{cc}(t) = R_{cc} + (Z_{cc} - R_{cc})\, e^{-t/2L}$$

Onde:

R_{cc} - resistência do cabo contrapeso

Z_{cc} - impedância de surto do cabo contrapeso

L - comprimento do cabo contrapeso

O circuito que representa esta equação é o indicado na Figura 13.11.

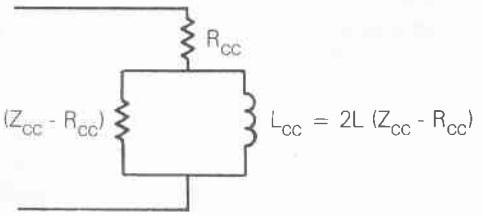


Figura 13.11 - Circuito Equivalente de um Cabo Contrapeso

O valor de L_{cc} é calculado de modo que a transição é 95% realizada num período de tempo igual a 6 L/v, o qual é obtido considerando que nos testes realizados foi estabelecido que a transição é praticamente completa para o tempo necessário para a onda retornar da extremidade remota do cabo contrapeso. Para uma velocidade de propagação igual a 1/3 da velocidade da luz, o intervalo de tempo considerado é igual a:

$$t = \frac{2L}{V_{cc}} = \frac{6L}{v}$$ sendo v a velocidade da luz.

A resposta do circuito indicado na Figura 13.11 a uma onda retangular de corrente é fornecida por:

$$E = \left[R_{cc} + \frac{(Z_{cc} - R_{cc})\quad L_{cc}\,P}{Z_{cc} - R_{cc} \;+\; L_{cc}P} \right] I$$

$$E = \left[R_{cc} + (Z_{cc} - R_{cc})\, e^{-\alpha t} \right] I$$

Onde:

$$\alpha = \frac{Z_{cc} - R_{cc}}{L_{cc}} = \frac{Z_{cc} - R_{cc}}{2L(Z_{cc} - R_{cc})}$$

$$\alpha = \frac{1}{2L}$$

Portanto, podemos escrever que:

$$Z_{cc}(t) = \frac{E}{I} = R_{cc} + (Z_{cc} - R_{cc})\, e^{-t/2L}$$

sendo, então, o circuito equivalente representativo da equação inicial, deduzida de testes em cabos contrapesos.

Alguns tipos de arranjos de cabos contrapesos, utilizados em aterramento de linhas de transmissão, são mostrados na Figura 13.12.

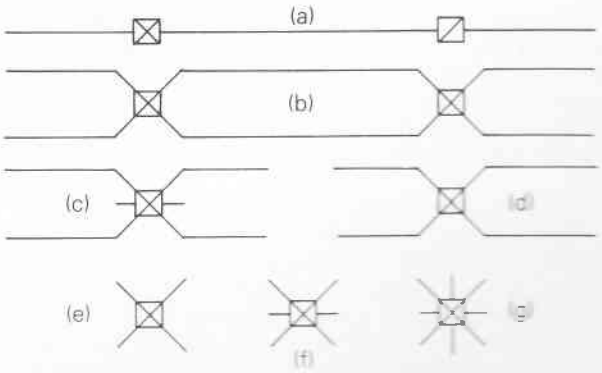


Figura 13.12 - Arranjos Básicos de Cabos Contrapesos

Com o conhecimento da resistividade do solo, ao longo da rota da linha de transmissão, é projetado um sistema de aterramento para toda a linha, utilizando-se vários dos arranjos básicos indicados na Figura 13.12.

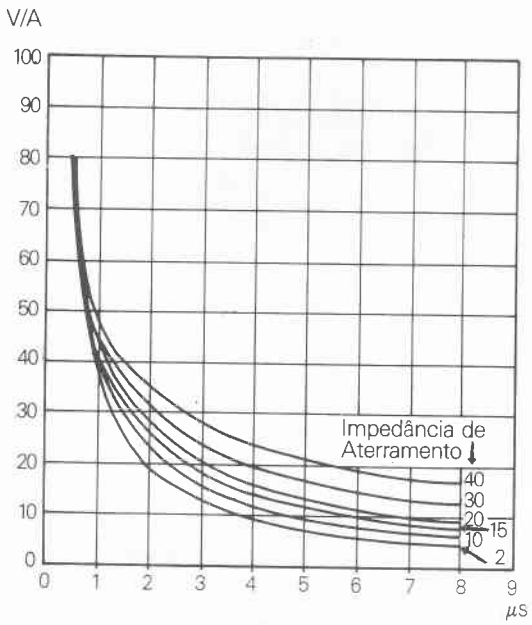


Figura 13.13 - Tensão de Topo-de-Torre em Função do Tempo de Crista da Corrente do Raio e da Resistência de Pé-de-Torre Equivalente

A partir do projeto do sistema de aterramento das estruturas, é levantada a distribuição de resistências de pé-de-torre equivalentes, sendo esta distribuição a utilizada nos cálculos para a obtenção do número de desligamentos, para incidência de raios nas torres ou nos cabos pára-raios.

Normalmente, se utiliza um valor constante de resistência para representar o sistema de aterramento das estruturas, apesar de sua característica transitória, porque a impedância variável com o tempo pode ser substituída por uma resistência equivalente, que forneça aproximadamente a mesma tensão de topo-de-torre.

A influência da resistência de pé-de-torre é bastante significativa para o desenvolvimento da tensão de topo-de-torre porque, sendo normalmente inferior à impedância de surto da torre, apresenta um coeficiente de reflexão negativo para as ondas que são refletidas na base da torre, fazendo com que o crescimento da tensão no topo da torre sofra uma acentuada redução, num intervalo de tempo relativamente pequeno, por causa da altura da torre.

As tensões refletidas nas torres próximas também o são com polaridade invertida mas, como o tempo de propagação relativo ao vão é da ordem de 10 vezes superior ao tempo de propagação na torre, estas reflexões podem chegar num instante em que a tensão no topo da torre já passou pelo seu valor máximo.

O efeito do aterramento das estruturas será tanto mais sensível quanto maior for o tempo de subida da corrente do raio, como pode ser observado na Figura 13.13 extraída da referência [15].

2.7 Impedância de Surto das Torres

A impedância de surto das torres de uma linha de transmissão varia ao longo da torre e com o tempo, mas é possível se estabelecer uma magnitude constante, para a qual se obtém uma variação da tensão de topo-de-torre bastante próxima daquela que ocorreria na prática.

Um exame em modelos em escala reduzida, acompanhado de deduções analíticas, foi realizado para a determinação da impedância de surto de torres de linhas de transmissão [26].

A técnica utilizada foi determinar a impedância de surto das torres através de uma comparação das tensões de topo-de-torre medidas nos modelos em escala reduzida com os valores calculados por métodos de ondas trafegantes.

Para a realização deste objetivo foi construído um modelo exato, em escala, das torres e da linha. Foram injetadas correntes com várias formas de onda e medidas as tensões de topo-de-torre. Para cada forma de onda de corrente considerada, foram calculadas as tensões de topo-de-torre para vários valores de impedância de surto das torres. Inicialmente, foram considerados valores invariantes com o tempo e, caso a correlação entre os valores medidos e os valores calculados não estivesse satisfatória, novos cálculos eram realizados, assumindo uma característica dependente com o tempo.

As Figuras 13.14 e 13.15 mostram exemplos das tensões de topo-de-torre, calculadas em função da impedância de surto da torre, e de uma comparação entre valores medidos no modelo e valores calculados, respectivamente.

Os resultados dos estudos, realizados nos modelos em escala reduzida, indicaram que a torre poderia ser corretamente representada através de uma linha de transmissão de impedância de surto constante e tempo de propagação obtido da altura da torre, considerando a velocidade de propagação da luz.

Para consolidar os resultados obtidos foi efetuada uma análise de campos eletromagnéticos e configuração geométrica simplificada para as torres.

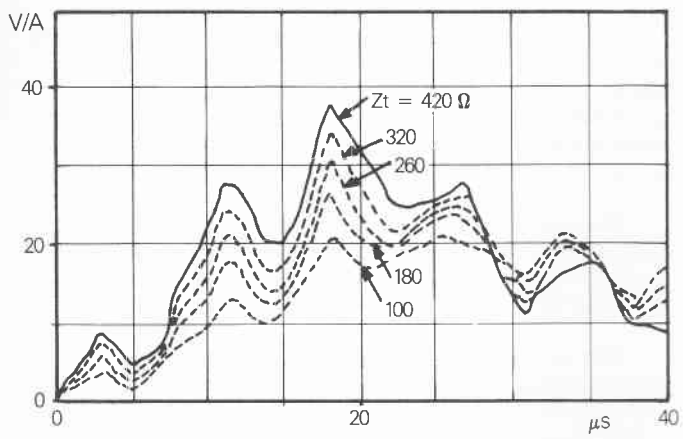


Figura 13.14 - Tensão-de-Torre para Diversos Valores de Impedância

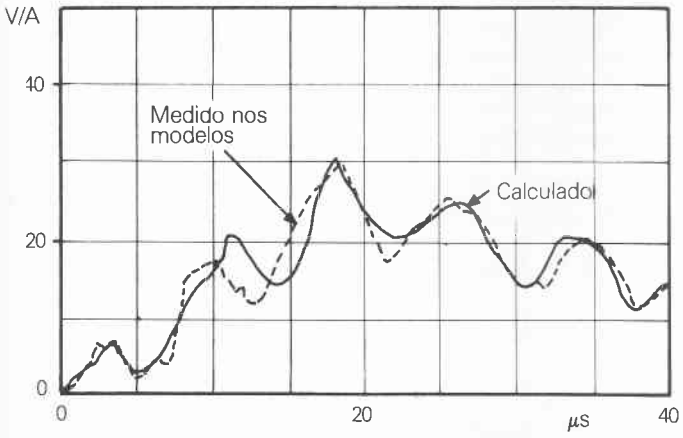


Figura 13.15 - Comparação entre Valores Calculados e Valores Medidos

Como conclusão, é recomendada a utilização da expressão

$$Z = 60\ L_n\ (\sqrt{2}/S)$$

para torres de aço de circuito duplo, configuração vertical, sendo:

S = valor do seno da metade do ângulo superior de um cone fictício superposto à torre.

Para torres onde a representação cilíndrica é a mais adequada, é recomendada a utilização de uma outra expressão:

$$Z = 60\ L_n\ \sqrt{2}\ (2\ h/r) - 60$$

Onde:

h = altura do cilindro equivalente

r = raio do cilindro equivalente

2.8 Tensão de Topo-de-Torre

Quando uma descarga atmosférica atinge as torres, ou os cabos pára-raios, uma solicitação é impressa ao isolamento da linha de transmissão, cuja amplitude máxima ocorre no ponto de incidência.

Esta solicitação é uma composição da tensão de topo-de-torre, da tensão induzida nos cabos condutores e da tensão instantânea de cada fase.

A determinação da tensão de topo-de-torre é normalmente efetuada através de uma simulação em programas digitais de transitórios, sendo necessário representar determinada quantidade de torres e vãos, que é função da taxa de crescimento da corrente do raio e dos comprimentos dos vãos.

Basicamente, quanto maior o tempo para a corrente alcançar o seu valor máximo, ou menores forem os comprimentos dos vãos, maior é a quantidade necessária de torres e vãos para uma correta determinação da tensão de topo-de-torre.

Uma configuração típica, para a obtenção da tensão de topo-de-torre, seria a indicada na Figura 13.16.

Para a quantidade de torres e vãos, indicada na Figura 13.16, o circuito equivalente seria o da Figura 13.17.

Os tempos de propagação são calculados em função dos comprimentos dos vãos e do canal do raio e das alturas das torres.

Para a incidência de um raio na torre como indicado na Figura 13.16, existe uma onda de tensão associada, que pode ser calculada pelo produto da corrente do raio pelo valor da impedância de surto equivalente vista do ponto de incidência. Esta onda de tensão se propaga em direção à base da torre e em direção às torres vizinhas, havendo então reflexões em cada ponto de descontinuidade.

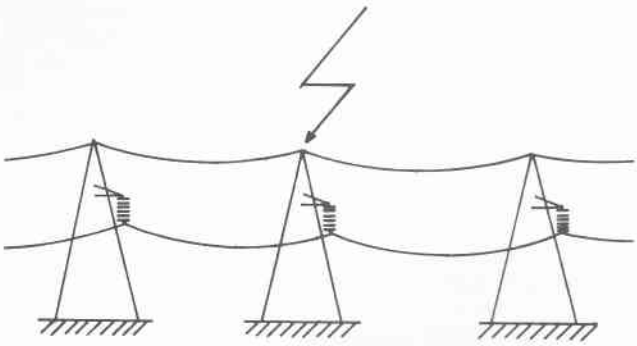


Figura 13.16 - Torres e Vãos Representados para Incidência de Raio na Torre

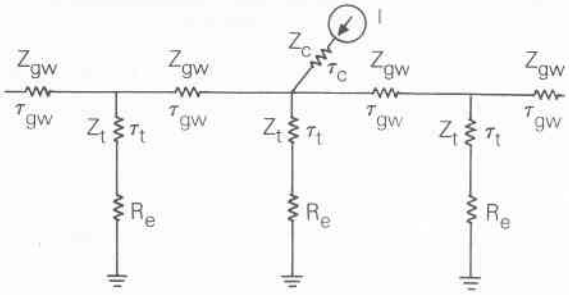


Figura 13.17 - Circuito Equivalente para a Determinação da Tensão de Topo-de-Torre

Sendo:

Z_{gw} - impedância de surto dos cabos pára-raios

Z_c - impedância de surto do canal do raio

Z_t - impedância de surto das torres

R_e - resistência de pé-de-torre equivalente

τ_{gw} - tempo de propagação nos cabos pára-raios

τ_t - tempo de propagação nas torres

τ_c - tempo de propagação no canal do raio

I - fonte de corrente

A forma da onda de tensão resultante, no ponto de incidência do raio, depende da forma da onda de corrente injetada e dos tempos de propagação na torre e nos vãos, sendo que o valor máximo da tensão ocorre nas proximidades do tempo de crista da corrente do raio. Este valor máximo da tensão é que normalmente se utiliza para o cálculo da solicitação ao isolamento da linha.

Durante a propagação das ondas ao longo dos cabos pára-raios, torres e cabos contrapesos, ocorre atenuação na amplitude e distorção na frente de onda, como pode ser observado na Figura 13.18 [25].

Para surtos que se propagam em distâncias curtas, como é o caso de solicitações ao isolamento de linhas de transmissão por incidência de raios, a consideração de forma de onda inalterada é adequada [25].

Quando ocorre a descarga atmosférica, o fluxo de corrente que neutraliza o potencial da nuvem é feito através do canal de descarga, o qual tem um diâmetro e um comprimento definidos. Como existem campos elétricos e magnéticos associados com a corrente do raio, este canal de descarga deve ter a característica de uma impedância de surto, pelo menos até que o seu efeito tenha sido eliminado por reflexões sucessivas.

O cálculo desta impedância de surto, na ausência de dimensões conhecidas, deve ser baseado em aproximações para o valor do diâmetro do canal de descarga e na forma e extensão do campo eletromagnético.

A referência [9] apresenta a seguinte expressão para o cálculo da impedância de surto do canal de descarga:

$$Z_c = 60 \log \frac{R}{r} \text{ (ohms)}$$

Sendo:

r - raio do canal de descarga

R - raio do campo eletrostático devido ao volume da nuvem

Considerando que grandes variações de R e r não afetam em muito o valor de Z_c, é sugerido um valor único de 400 ohms para fins de aplicação [9].

No entanto, informações mais recentes [12] indicam que o valor da impedância de surto do canal de descarga está na faixa de 800 a 1200 ohms.

Um estudo de sensibilidade da tensão de topo-de-torre, em função da impedância de surto do canal de descarga e do tempo de crista da corrente do raio, mostrou que praticamente não existem alterações na tensão de topo-de-torre, para uma grande faixa de variação deste parâmetro, conforme pode ser observado na Figura 13.19 [15].

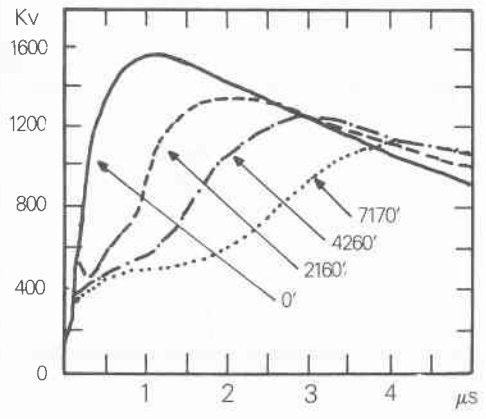


Figura 13.18 - Atenuação e Distorção da Forma de Onda

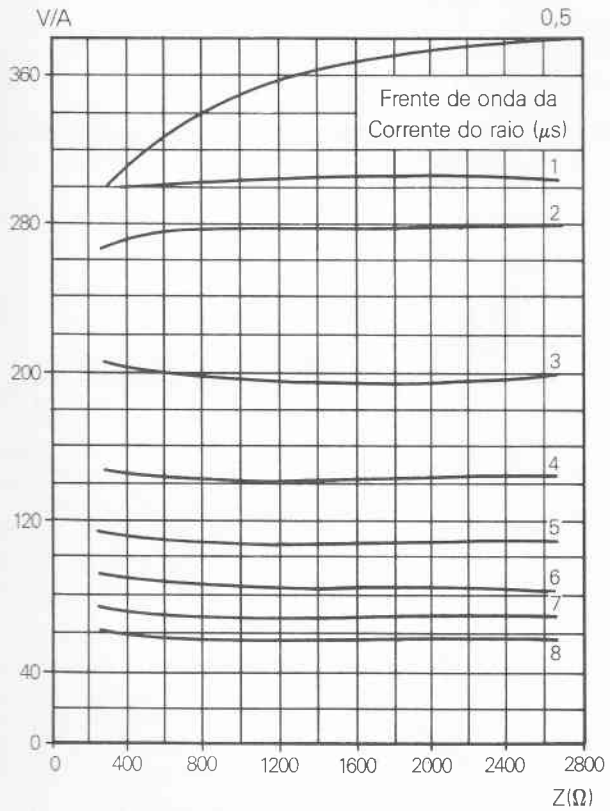


Figura 13.19 - Tensão de Topo-de-Torre em Função da Impedância de Surto do Canal de Descarga e do Tempo de Crista da Corrente do Raio

2.9 Solicitação ao Isolamento da Linha de Transmissão

No caso de falha de blindagem, a solicitação ao isolamento da linha de transmissão é função simplesmente da corrente do raio e da impedância de surto do cabo condutor.

A onda de tensão se propaga do ponto de incidência em direção à estrutura e pode ocorrer falha de isolamento, dependendo da magnitude da solicitação e do isolamento da linha.

Para a queda de raios nas torres ou nos cabos pára-raios, a solicitação sobre o isolamento da linha, nas torres, é uma composição da tensão no ponto de fixação da cadeia de isoladores, da tensão instantânea de cada fase e da tensão induzida em cada fase. No caso da solicitação no ponto de incidência, para queda nos pára-raios ao longo do vão, considera-se a tensão no próprio ponto de incidência, a tensão induzida em cada fase e a tensão instantânea de cada fase.

Na maioria dos casos, a tensão no ponto de fixação da cadeia de isoladores é considerada como sendo igual à tensão no topo-de-torre, porque a distância entre estes dois pontos é muito pequena, comparada com a altura da torre. A tensão no ponto de fixação da cadeia poderia ser calculada de forma aproximada e o valor obtido, utilizado no cálculo da solicitação. A forma de cálculo seria apenas uma aproximação, porque não se dispõe de informações precisas a respeito do comportamento de elementos internos à torre.

Para o cálculo da tensão induzida, deve-se levar em consideração o fator de acoplamento capacitivo corrigido pela variação do raio do cabo devido ao efeito corona, como recomendado na referência [26], em função de ensaios realizados para medições do fator de acoplamento entre cabos pára-raios e cabos condutores.

O fator de acoplamento capacitativo entre um cabo pára-raios e um cabo condutor é calculado por

$$C = \frac{\log \frac{b}{a}}{\log \frac{2H}{r}}$$

sendo a, b, r e H indicados na Figura 13.20

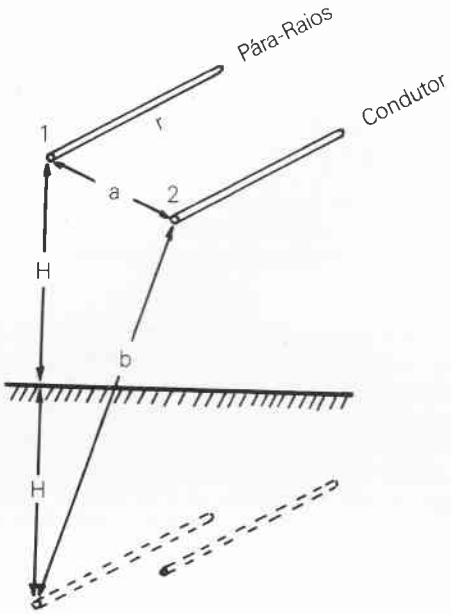


Figura 13.20 - Configuração Utilizada para o Cálculo do Fator de Acoplamento com 1 Cabo Pára-Raios

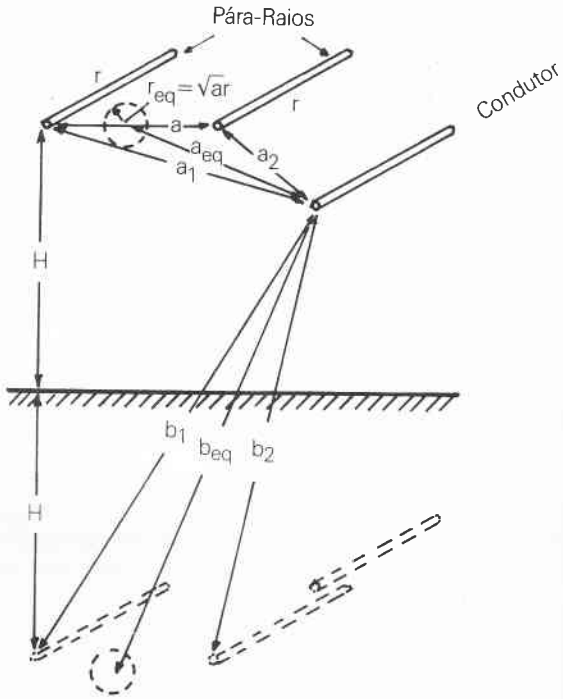


Figura 13.21 - Configuração Utilizada para o Cálculo do Fator de Acoplamento com 2 Cabos Pára-Raios

No caso de dois cabos pára-raios, o fator de acoplamento é calculado por:

$$C = \frac{\log \sqrt{\dfrac{b_1\, b_2}{a_1\, a_2}}}{\log \dfrac{2\,H}{\sqrt{ar}}}$$

Onde:

a, a_1, a_2, b_1, b_2, H e r são indicados na Figura 13.21.

Na Figura 13.22 é apresentado o raio equivalente do cabo pára-raios considerando o efeito do corona, em função da tensão efetiva de corona no cabo pára-raios [27], o qual deve ser incluído no cálculo do fator de acoplamento.

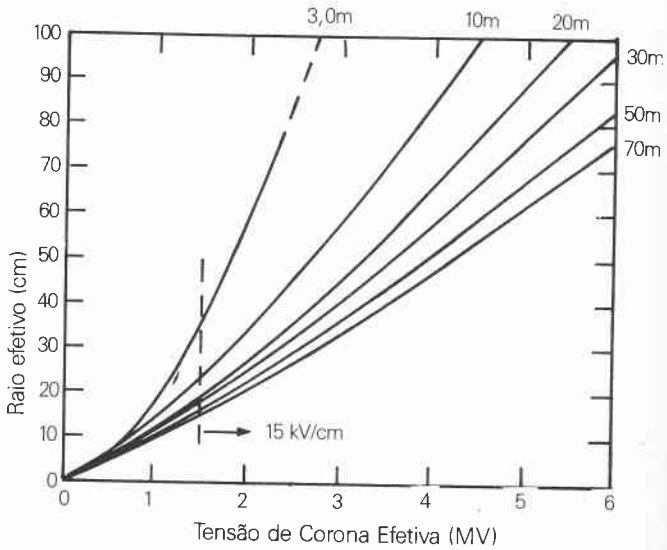


Figura 13.22 - Raio Equivalente do Cabo Pára-Raios Considerando Corona

2.10 Método de Monte Carlo

A aplicação do método de Monte Carlo, para estimar o desempenho a descargas atmosféricas de linhas de transmissão, foi realizada inicialmente por Anderson [3].

O método é adequado para esta finalidade, por causa da natureza estatística dos principais parâmetros envolvidos no comportamento de uma linha de transmissão, quando submetida à incidência de descargas atmosféricas. Por exemplo, a ocorrência de um desligamento vai depender dos seguintes fatores: da probabilidade da descarga atmosférica atingir a linha, da probabilidade que a incidência seja num ponto vulnerável da linha, da probabilidade que as características do raio sejam iguais ou superiores às condições mínimas para causar desligamento e da probabilidade que a tensão, na freqüência de operação, possa influenciar na ocorrência de falha de isolamento.

Com o conhecimento das distribuições estatísticas, que caracterizam o mecanismo de descarga, é possível, através do método de Monte Carlo, fazer uma previsão do comportamento de uma linha de transmissão pela simulação de cada raio, com a determinação da correspondente solicitação ao isolamento da linha, até que se tenha um número conveniente de incidências para a obtenção de um índice estatístico, que represente o número médio de desligamentos por determinado período.

3 Desempenho de Linhas de Transmissão para Incidências nos Cabos Condutores

Uma linha de transmissão de EAT e UAT pode apresentar desligamentos provenientes da incidência de descargas atmosféricas nos cabos pára-raios ou nos cabos condutores.

A incidência de uma descarga atmosférica nos cabos condutores é denominada de falha de blindagem (shielding failure) e pode causar desligamento, ou não, dependendo do valor da corrente do raio, do isolamento da linha, do valor instantâneo da tensão de fase e da impedância de surto da linha.

A determinação dos parâmetros envolvidos no mecanismo de formação de raios é uma tarefa bastante complexa e se constitui no maior obstáculo para uma correta avaliação do desempenho de uma linha de transmissão a descargas atmosféricas. No entanto, através de levantamento de dados de campo e de estudos analíticos, foi estabelecido um modelo para a simulação do fenômeno, o qual tem sido aperfeiçoado por diversos autores, com a finalidade de ajustá-lo ao desempenho real de linhas existentes. Este modelo recebeu a denominação de modelo eletrogeométrico porque relaciona a geometria da linha com o mecanismo de formação de raios, através da distância crítica de atração.

Com base no modelo eletrogeométrico, e com a utilização do método de Monte Carlo para a representação dos parâmetros de natureza estatística, o comportamento de linhas de transmissão pode ser analisado para queda direta de raios nos cabos condutores.

Neste item serão analisados os casos de blindagem efetiva, isto é, número de desligamentos igual a zero para queda de raios nos condutores, e de blindagem parcial.

3.1 Blindagem Parcial de Linhas de Transmissão

A solicitação ao isolamento de uma linha de transmissão, quando da incidência de um raio diretamente no cabo condutor, pode ser facilmente calculada se a intensidade da corrente do raio e a impedância de surto do condutor são conhecidas.

Como a corrente se divide em duas, no ponto de incidência serão geradas duas ondas de tensão que se afastam do ponto de incidência com amplitude igual a:

$$V = \frac{I}{2} \times Z$$

Sendo:

I = intensidade de corrente do raio

Z = impedância de surto do condutor

Portanto, se considerarmos o isolamento da linha de transmissão, é óbvio que somente raios com intensidade de corrente acima de determinado valor poderão provocar falhas de isolamento, sendo esta corrente mínima para causar desligamento facilmente avaliada.

Deste modo, podemos afirmar que existe um determinado valor mínimo, de intensidade de corrente de raio, necessário para provocar desligamentos por incidência nos cabos condutores.

Considerando-se o modelo eletrogeométrico descrito no item 2.4 do presente capítulo, pode ser facilmente verificado, através de sua construção gráfica, que existe uma região de exposição do cabo condutor, associada com cada intensidade de corrente do raio, como indicado na Figura 13.23.

Para várias intensidades de correntes de raios diferentes, as regiões de exposição associadas se comportam como é indicado na Figura 13.24

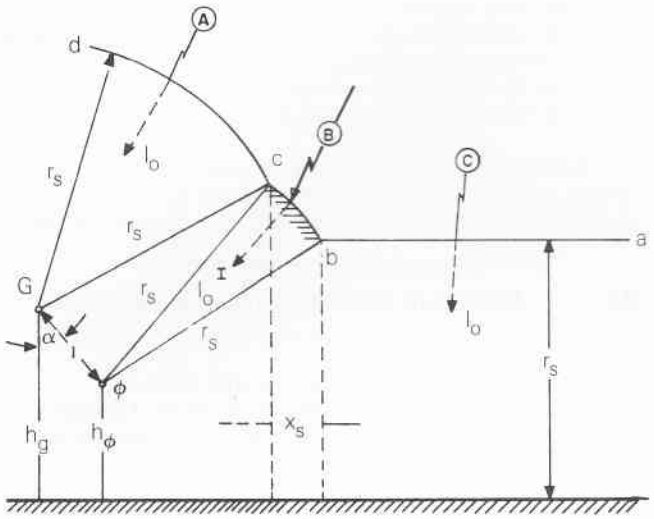


Figura 13.23 - Região de Exposição do Cabo Condutor para um Raio de Intensidade de Corrente I_o

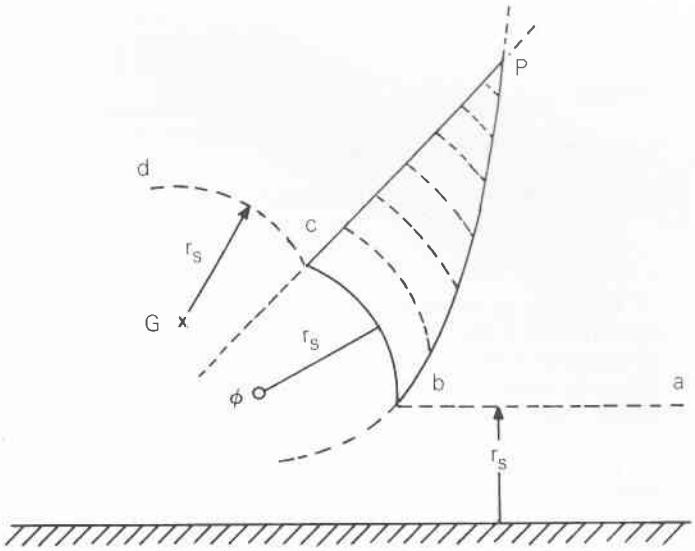


Figura 13.24 - Regiões de Exposição para Várias Intensidades de Corrente

O ponto P, indicado na Figura 13,24, mostra que existe uma blindagem natural do condutor para intensidades de corrente acima de determinado valor. Esta blindagem é formada pela proteção oferecida pelos cabos pára-raios e pela região de atração do solo.

Alterando-se a posição do cabo pára-raios, isto é, modificando-se o ângulo de blindagem, o valor da corrente de raio máxima que pode alcançar o condutor sofre modificações, aumentando ou diminuindo, conforme o ângulo de blindagem aumente ou diminua, respectivamente.

No apêndice I é apresentado em detalhes um estudo de falha de blindagem para uma linha de transmissão de 500 kV, parcialmente blindada.

3.2 Blindagem Efetiva de Linhas de Transmissão

Considerando o exposto no item 3.1 deste capítulo, verifica-se que é possível posicionar o cabo pára-raios de modo tal que a corrente máxima, acima da qual o condutor é protegido naturalmente, seja igual à corrente mínima para causar desligamento. Para esta situação, somente raios com intensidade de corrente inferior à mínima necessária para causar desligamentos poderão alcançar o condutor.

No entanto, como o posicionamento dos cabos pára-raios, para fornecer esta blindagem efetiva aos cabos condutores, depende da geometria da linha de transmissão e do perfil ao longo da rota, é possível que ocorram casos para os quais não exista uma solução analítica, ou que esta seja inviável economicamente.

O apêndice II apresenta o processo de cálculo do ângulo de blindagem para proteção efetiva dos cabos condutores.

3.3 Determinação do Número de Desligamentos por Incidência Direta nos Cabos Condutores

O cálculo do número de desligamentos, por incidência direta nos cabos condutores de uma linha de transmissão, pode ser realizado, de forma relativamente simples, com base no modelo eletromagnético e no método de Monte Carlo.

O processo é facilitado pelo fato de haver uma faixa bem delimitada de valores, de intensidades de corrente, que interessam ao cálculo do número de desligamentos. Uma simulação, considerando somente a faixa de interesse, pode ser efetuada a custos de processamento aceitáveis.

A simulação corresponde a determinado período de anos e é realizada conhecendo-se distribuições de intensidades de correntes, de ângulos de incidência e de pontos de incidência ao nível do solo. Os raios são simulados com base nas distribuições mencionadas acima e os locais de incidência (solo, condutor ou pára-raios) são assinalados para avaliação da quantidade de desligamentos da linha.

4 Desenho de Linhas de Transmissão para Incidência de Raios nos Pára-Raios e nas Torres

A incidência de uma descarga atmosférica nos pára-raios ou nas torres de uma linha de transmissão pode ocasionar o seu desligamento, devido ao crescimento da tensão no ponto de incidência da descarga, sendo este processo normalmente denominado de "backflashover"

Os efeitos provenientes da incidência de raios nos pára-raios e nas torres são praticamente impossíveis de serem eliminados, porque dependem principalmente das características das correntes de descarga, mas um projeto otimizado do aterramento das estruturas e um ajuste adequado dos elementos de projeto da cabeça de torre podem minimizar o número de desligamentos devido a estas incidências de raios.

O crescimento da tensão no ponto de incidência do raio é função da intensidade máxima e taxa de crescimento da corrente de descarga, do comportamento transitório da torre, e do seu sistema de aterramento, quando submetidos à corrente do raio, do próprio ponto de incidência da descarga e das características do canal de descarga.

A tensão que solicita o isolamento da linha depende da tensão da torre no ponto de fixação das cadeias de isoladores, da tensão instantânea de cada fase e da tensão induzida em cada fase pela tensão nos cabos pára-raios.

Portanto, a correta determinação do desempenho da linha, para queda de raios nos cabos pára-raios ou nas torres, depende do conhecimento das características das descargas atmosféricas e da resposta da linha quando da incidência de um raio sobre a mesma.

A determinação da tensão da torre no ponto de fixação das cadeias de isoladores pode ser obtida através de uma simulação em modelos em escala reduzida, ou em programas digitais de transitórios.

A avaliação do número de desligamentos deve levar em conta a natureza estatística da maioria dos elementos envolvidos, sendo adequados para esta finalidade a simulação através do método de Monte Carlo ou o processamento estatístico de todas as variáveis de natureza aleatória.

4.1 Incidência de Raios nas Torres de uma Linha de Transmissão

Quando ocorre a incidência de uma descarga atmosférica numa das torres de uma linha de transmissão, é estabelecido um processo de propagação de ondas nos cabos pára-raios e nas torres, e respectivos sistemas de aterramento, o qual deve ser analisado para o estabelecimento da solicitação ao isolamento da linha.

Para a onda de corrente incidente existe uma onda de tensão associada, a qual pode ser calculada pelo produto da corrente do raio pelo valor da impedância de surto equivalente vista do ponto de incidência. No caso de incidência na própria torre, a impedância de surto equivalente é o paralelo entre as impedâncias de surto dos cabos pára-raios e a impedância de surto da torre. Esta onda de tensão se propaga em direção à base da torre e em direção às torres vizinhas, havendo reflexões nos pontos de descontinuidade.

Devido à relação entre as alturas das torres e os comprimentos dos vãos, o que provoca uma quantidade muito maior de reflexões dentro da própria torre durante o período necessário para uma onda ir de uma para outra torre, e para os valores de impedâncias de surto dos elementos envolvidos, a influência da taxa de crescimento da corrente de descarga é bastante acentuada na determinação da tensão nos pontos de fixação das cadeias de isoladores.

A modelagem da linha de transmissão, para o cálculo das tensões nos pontos de interesse para a determinação das solicitações ao isolamento da linha, requer a representação de determinada quantidade de vãos e torres, sendo esta quantidade definida em função do tempo de crista da corrente de descarga e do comprimento dos vãos.

Por exemplo, para um tempo de crista de 1 μs e vãos de 300m, as reflexões nas torres adjacentes retornariam no ponto de incidência em 2 μs, tempo para o qual o valor máximo da tensão já teria sido estabelecido. Como o seu efeito é sentido somente após a ocorrência do valor máximo, não é necessário representar mais torres do que as torres adjacentes. Do mesmo modo, para um tempo de crista de 5 μs, haveria a necessidade de se considerar as 3 torres adjacentes.

Portanto, existe um compromisso entre a modelagem realizada e o tempo de crista da onda de corrente do raio,

o qual precisa ser respeitado para a correta determinação da tensão de topo-de-torre, quando da incidência de uma descarga atmosférica em uma das torres de uma linha de transmissão.

No modelo utilizado no item 2.8, para o cálculo da tensão de topo-de-torre, os vãos são considerados com comprimentos iguais entre si, e com valor igual ao comprimento do vão básico de projeto da linha de transmissão. Do mesmo modo, as impedâncias referentes aos sistemas de aterramento das estruturas são consideradas iguais em todas as torres representadas.

A consideração de diferentes comprimentos de vãos, e impedâncias de aterramento, representaria de forma mais real a linha de transmissão. No entanto, esta representação não é utilizada porque implicaria na consideração de praticamente toda a linha de transmissão, onerando de forma substancial o processo computacional para avaliar o seu comportamento a descargas atmosféricas.

Além deste fato, é de se esperar que a resistividade do solo não sofra variações acentuadas no trecho correspondente às torres que estão sendo representadas, levando a projetos de sistemas de aterramento praticamente idênticos e, consequentemente, com a mesma resposta transitória. Um outro ponto importante é que, para incidência nas torres, o efeito principal é decorrente do sistema de aterramento da torre alcançada pelo raio.

Com relação ao comprimento dos vãos, o mesmo raciocínio pode ser aplicado em relação ao perfil da linha, considerando-se que para determinada classe de perfil o comprimento dos vãos é aproximadamente uniforme.

A ocorrência de vãos com comprimentos elevados, como é o caso de travessias de rios, ou de vales extensos, deve ser considerada de maneira especial no projeto de linha de transmissão, principalmente sob o ponto de vista de incidência de raios nos cabos condutores. Este procedimento deve ser adotado porque em regiões planas há necessidade de se utilizarem torres mais altas, o que acarreta um tempo maior de trânsito das ondas nestas torres e nos vãos com comprimentos elevados, fazendo com que a influência do sistema de aterramento e das torres adjacentes seja minimizada. Em regiões de perfil montanhoso as torres não são necessariamente mais altas, sendo reduzida apenas a influência das torres adjacentes. No entanto, maiores dificuldades são encontradas para obter um bom aterramento das estruturas, principalmente em terrenos rochosos.

Justifica-se, assim, a utilização de vãos de comprimentos iguais, e impedâncias dos sistemas de aterramento com valores também iguais, para a representação de uma linha de transmissão quando submetida a descargas atmosféricas. No caso de vãos excepcionais, uma verificação mais cuidadosa deve ser efetuada.

A resposta transitória do sistema de aterramento das estruturas é de fundamental importância na redução do acréscimo da tensão de topo-de-torre.

O sistema de aterramento deve ser projetado de modo a fornecer uma resposta transitória conveniente para a faixa de tempos de crista das correntes dos raios que estão tendo maior influência no comportamento da linha. Isto pode ser verificado se o programa digital desenvolvido fornece as intensidades de corrente e tempos de crista dos raios que provocaram desligamentos durante a simulação.

De modo geral, o sistema de aterramento deve ter uma resposta transitória adequada para os menores tempos de crista, uma vez que os raios com estes tempos de crista, e altas intensidades de corrente, são os que provocam a maioria dos desligamentos.

A utilização de grande quantidade de cabos, com comprimentos menores, é, portanto, mais conveniente para evitar o crescimento da tensão de topo-de-torre, devido à melhor resposta transitória que fornecem.

Durante o estudo do comportamento das linhas de transmissão do sistema 800 kV de Itaipu [15] foi verificado que a impedância transitória do sistema de aterramento poderia ser substituída por uma impedância equivalente para a determinação da tensão do topo-de-torre. Este valor equivalente corresponde ao valor médio da impedância transitória, para um intervalo de tempo igual ao tempo de crista da corrente do raio.

Considerando-se o modelo indicado na Figura 13.17 do item 2.8 deste trabalho, com comprimentos de vãos iguais ao comprimento do vão básico de projeto da linha, e impedâncias de surto dos cabos pára-raios e das torres, calculadas para as características elétricas dos cabos e altura de torre mais utilizada no perfil, respectivamente, a tensão de topo-de-torre pode ser calculada. Esta tensão de topo-de-torre é função somente da intensidade e tempo de crista da corrente do raio e da impedância equivalente do sistema de aterramento.

Como existe uma proporcionalidade direta entre a intensidade de corrente e a tensão de topo-de-torre, pode-se considerar a relação entre tensão e corrente para definir o crescimento da tensão no topo da torre. Para determinada impedância equivalente do sistema de aterramento e para determinado tempo de crista, esta relação é única. Conhecida esta relação, a tensão no topo da torre é função somente da intensidade de corrente do raio.

Para as linhas de transmissão de 800 kV do sistema de Itaipu, considerando-se torres de 38 m de altura, vão básico de 450 m e distribuição de impedância de aterramento com valor mínimo, médio e máximo de 2, 15 e 40 ohms, respectivamente, a relação entre a tensão no topo da torre e a corrente do raio, em função do tempo de crista e da impedância de aterramento, é indicada na Figura 13.25 [15].

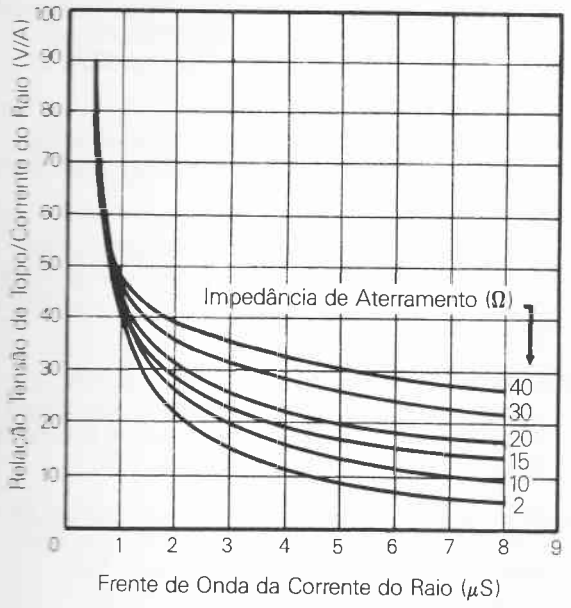


Figura 13.25 - Relação V/A em Função do Tempo de Crista e da Impedância de Aterramento, Incidência na Torre.

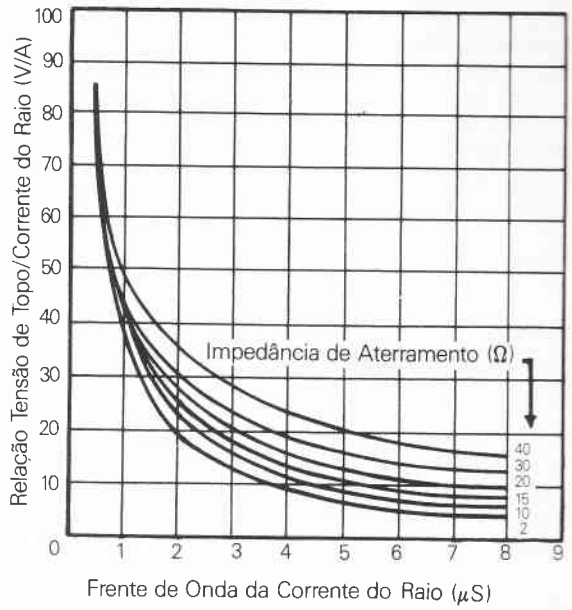


Figura 13.26 - Relação V/A em Função do Tempo de Crista e da Impedância de Aterramento, Incidência no Meio do Vão.

4.2 Incidência de Raios nos Cabos Pára-raios de uma Linha de Transmissão

De modo geral, para a incidência de raios nos cabos pára-raios de uma linha de transmissão, podem ser realizadas as mesmas considerações já efetuadas, referentes à incidência de raios nas torres.

A incidência de raios nos cabos pára-raios apresenta como característica básica uma tensão no ponto de incidência maior do que para incidência nas torres. No entanto, a tensão de topo-de-torre é menor do que a tensão decorrente de incidência nas torres. A tensão no ponto de incidência é tanto maior quanto maior for o afastamento em relação às torres, sendo, portanto, o meio do vão o ponto de incidência que provoca o maior crescimento de tensão. Este fato é facilmente explicado se considerarmos que o efeito do sistema de aterramento só é sentido após duas vezes o tempo de propagação, referente à distância entre o ponto de incidência e a torre mais próxima, mais a altura da torre.

No entanto, no topo da torre a tensão é menor do que para a incidência do mesmo raio diretamente na torre.

Na Figura 13.26 é indicada a relação entre a tensão no topo da torre e a corrente do raio, em função do tempo de crista e da impedância de aterramento, para as linhas de 800 kV de Itaipu [15], com incidência do raio no meio do vão.

A ruptura do isolamento, no caso de incidência de raios nos cabos pára-raios, pode ser ao longo da cadeia de isoladores, ou entre cabo condutor e cabo pára-raios no ponto de incidência.

Normalmente, os cabos pára-raios estão suficientemente afastados para prevenir a ocorrência de desligamentos, devido à ruptura do isolamento entre cabos ao longo do vão.

4.3. Determinação do Número de Desligamentos por Incidência nas Torres e Pára-Raios

A determinação do número de desligamentos, por incidência de raios nas torres ou nos pára-raios de uma linha de transmissão, pode ser realizada de duas formas: simulação dos raios pelo método de Monte Carlo ou avaliação estatística, sendo o modelo eletrogeométrico a base das duas possibilidades.

No método de Monte Carlo, o processo de incidência de raios é simulado, com base nas distribuições de intensidade de corrente, de ângulos de incidência, de taxas de crescimento, de resistência de aterramento etc, sendo assinalado para cada raio, se ocorre falha de isolamento, ou não. A simulação é referida a determinada quantidade de anos e o resultado é geralmente fornecido em número de desligamentos por determinado comprimento por ano.

A outra alternativa para o cálculo do número de desligamentos é o processamento estatístico de todas as variáveis envolvidas, o que seria equivalente a uma simulação de todas as condições possíveis das grandezas envolvidas. Este processo tem demonstrado uma superioridade muito acentuada em custos de processamento, quando comparado com o método de Monte Carlo.

5 Bibliografia

[1] M. Darveniza, F. Popolansky and E.R. Whitehead - "Lightning Protection of UHV Transmission Lines" Electra n.º 41

[2] E.R. Whitehead - "CIGRÉ Survey of the Lightning Performance of Extra-High-voltage Transmission Lines" - Electra n.º 33 - March 1974 - pp. 63-89

[3] J.G. Anderson, "Monte Carlo Computer Calculations of Transmission Line Lightning Performance", PAS - Vol. 80, 1961, pp. 414-419

[4] D.W. Gilman, E.R. Whitehead, "The Mechanism of Lightning Flashover on High - Voltage and Extra-High-Voltage - Transmission Lines" - Electra n.º 27, March 1973, pp. 65-96

[5] J.R. Currie, Liew Ah Choy, M. Darveniza - "Monte Carlo Determination of the Frequency of Lightning Strokes and Shielding Failures on Transmission Lines", IEEE Transactions PAS - 90, 1971, pp. 2305-2312

[6] G.W. Brown, E.R. Whitehead - "Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding - II" - IEEE PAS-80, 1969

[7] F. Popolansky - "Frequency Distribution of Amplitudes of Lightning Currents" - Electra n.º 22, May 1972, pp 139-147.

[8] K. Berger, R.B. Anderson and H. Kroninger, "Parameters of Lightning Flashes" - Electra n.º 41, July 1975, pp. 23-39.

[9] L.V. Bewley - "Travelling waves on Transmission Systems" "Dover, New York, 1963.

[10] Westinghouse Electric Corp. - "Transmission and Distribution Reference Book", - East Pittsburg, 1950

[11] Edison Electric Institute - "EHV Transmission Line Reference Book", New York, 1968.

[12] M.A. Sargent and M. Darveniza - "The Calculation of Double Circuit Outage Rates of Transmission Lines" - IEEE Trans. PAS Vol. 86, June 1967, pp. 665-678.

[13] M.A. Sargent and M. Darveniza, "Tower Surge Impedance" - IEEE Trans. PAS Vol. 88, January 1976, pp. 87-118.

[14] A.J. Eriksson - "Lightning Overvoltages on High Voltage Transmission Lines - Investigation of Wave-Shape Characteristics" - Electra n.º 47, July 1976, pp. 87-110.

[15] M.P. Pereira, D.O.C. do Brasil, F.M. Resende, J.A. Jardini e A. Vian - "Comportamento a Descargas Atmosféricas das Linhas de Transmissão 800 kV de Itaipu" IV SNPTEE - Rio de Janeiro, 1977.

[16] M.P. Pereira, "Determinação do Desempenho de Linhas de Transmissão a Descargas Diretas pelo Método de Monte Carlo" - 1.º encontro Pan-Americano em Engenharia Eletrotécnica e Eletrônica", Salvador, 1978.

[17] R.B. Anderson - "Lightning Research in South Africa" - CSIR Special Report ELEK 80, Pretoria, October 1975.

[18] F.S. Young, J.M. Clayton, A.R. Hileman - "Shielding of Transmission Lines", IEEE Trans. PAS Vol. 582, pp. 132-154, 1963.

[19] E.R. Whitehead - "The Lightning Performance of EHV Lines", Appendix II of Progress Report of Study Committee n.º 8 CIGRÉ, Paris, June 1968.

[20] Stanislaw Szpor - "Comparison of Polish Versus American Lightning Records", IEEE Trans. PAS Vol. 88, May 1969.

[21] H.R. Armstrong E.R. Whitehead - "Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding", IEEE Trans. PAS, Vol. 87, 1968, pp. 270-281.

[22] M.A. Sargent, "Monte Carlo Simulation of the Lightning Performance of Overhead Shielding Networks of High Voltage Stations" - IEEE Trans., PAS Vol. 91, pp. 1651-1656, 1972.

[23] J.M. Clayton, F.S. Young, "Estimating Lightning Performance of Transmission Lines" - IEEE Trans., PAS Vol. 83, November 1964, pp. 1102-1110.

[24] S. Szpor, K. Miladowska, J. Wieckowsky - "Lightning Current Records on Industrial Chimneys in Poland" - CIGRE 1974, Session, August - Paris, n.º 33-10.

[25] W. Diesendorf - "Insulation Co-ordination in High-Voltage Electric Power Systems" - Butterworths, London, 1974.

[26] G.D. MaCann - "The Effect of Corona on Coupling Factors, Between Ground Wires and Phase Conductors" - AIEE Vol. 62-1947.

[27] G.W. Brown, "Lightning Performance II - Updating Backflash Calculations" - IEEE Trans., PAS Vol. 97, nº 1, January/February 1978.

[28] L.E.N. Dias, P.C.V. Esmeraldo, J.R. Fonseca, V.H.G. Andrade, "Lightning Impulse Tests on Tower Models", IEEE Trans. PAS Vol. 103, April 84.

[29] Electric Power Research Institute, "Transmission Line Reference Book - 345kV and Above/Second Edition" - General Electric Co. Pittsfield, Mass. USA - 1982.

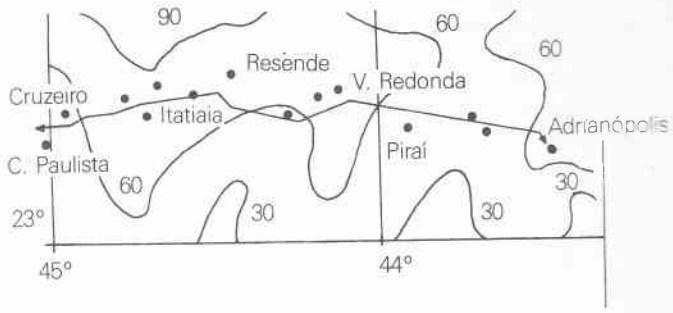


Figura 13.27 - Localização da LT Adrianópolis-C. Paulista 500 kV

APÊNDICE I

Estudo de Falha de Blindagem de uma Linha de Transmissão de 500 kV

1 Apresentação do Problema

A linha Adrianópolis-C. Paulista 500 kV, do sistema FURNAS, apresentou no período de janeiro de 1974 a março de 1977, quando operou em 345 kV até dezembro de 1976, um elevado número de desligamentos por descargas atmosféricas. Foram observados 15 desligamentos para toda a linha, os quais resultam em pouco menos de 3 desligamentos/100 km/ano.

A linha foi projetada com um ângulo de blindagem de 17º e uma taxa de desligamentos de 0,665/100 km/ano, incluindo falhas de blindagem e "backflashovers", portanto, prevendo-se um comportamento bem superior do que o comportamento real da linha.

No período em questão foram trocadas 16 cadeias de isoladores, sendo 15 de fases externas e uma de fase central.

A linha de transmissão atravessa uma região predominantemente montanhosa, acarretando a existência de trechos em que os condutores ficam situados a grandes distâncias do solo, com nível isoceráunico compreendido entre 30 e 90 dias de trovoadas por ano.

A Figura 13.27 mostra o traçado da linha Adrianópolis-C. Paulista e as curvas de nível isoceráunico da região.

Medições de resistências de pé-de-torre foram efetuadas no período de abril a junho de 1977, não sendo encontradas anormalidades nos sistemas de contrapesos das estruturas. Estas medições apresentaram um valor máximo de resistência de pé-de-torre igual a 34 ohms, valor mínimo de 1 ohm e valor médio 9,4 ohms. Podemos considerar que a distribuição de resistências de pé-de-torre encontrada é bastante satisfatória, uma vez que um valor médio igual ou inferior a 20 ohms foi recomendado para manter o índice de desligamento inferior a 1/100 km/ano.

Considerando que fôram trocadas cadeias das fases externas em sua grande maioria, que alguns trechos da linha apresentam grandes distâncias dos condutores ao solo, que as medições de resistência de pé-de-torre apresentaram valores satisfatórios e que o desempenho da linha estava bem inferior ao esperado, resolveu-se investigar com detalhes o comportamento da blindagem da linha, com o objetivo de verificar se o excessivo número de desligamentos era proveniente de falhas de blindagem.

2 Parâmetros Considerados

Foi realizada uma pesquisa nos desenhos de planta e perfil, e um sobrevôo ao longo da linha, resultando na distribuição de alturas do condutor ao solo, indicadas na Tabela 13.2. Foram consideradas duas categorias de relevo da linha de transmissão em função do perfil transversal, isto é, trechos mais favoráveis ou não à incidência de descargas diretas nos condutores, conforme a existência ou não de condições naturais para blindagem dos condutores.

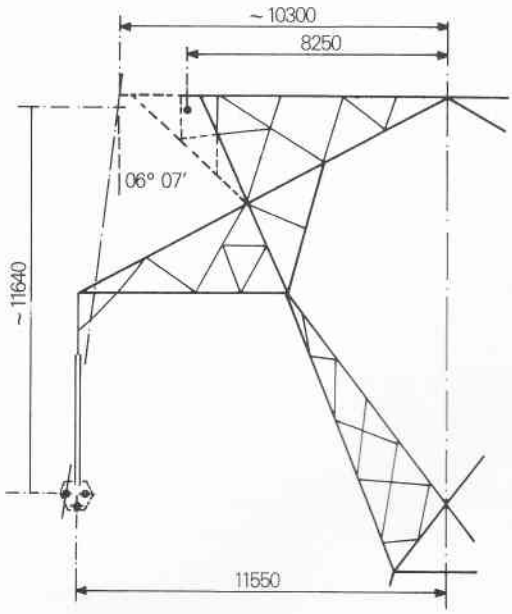


Figura 13.28 - Torre B5 Modificada para $\alpha = 7°$

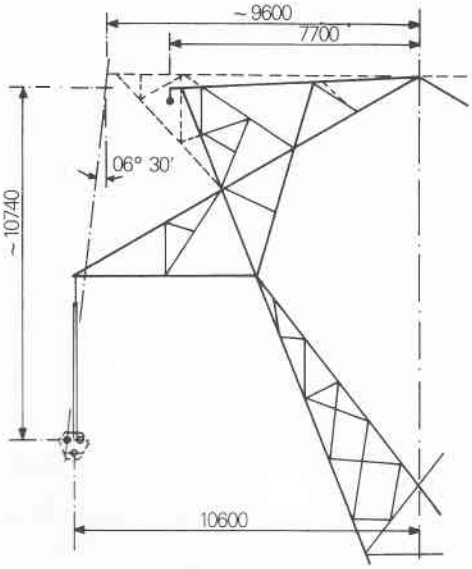


Figura 13.30 - Torres A51 e A52 Modificadas para $\alpha = 7°$

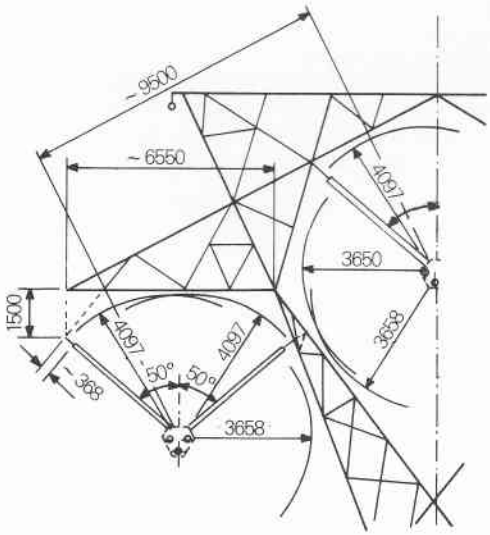


Figura 13.29 - Torre B5 Modificada para $\alpha = 0°$

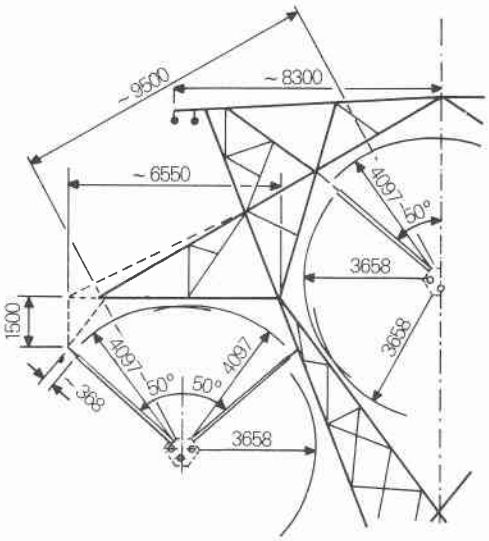


Figura 13.31 - Torres A51 e A52 Modificadas para $\alpha = 0°$

TABELA 13.2 — Distribuição de Alturas do Condutor ao Solo

Altura do Condutor (m)	Trecho I (%)	Trecho II (%)	Total (%)
105	—	0,071	0,071
90	0,045	0,071	0,116
80	0,523	0,163	0,686
70	0,671	1,107	1,778
60	1,994	1,624	3,618
55	2,246	1,547	3,793
50	7,213	3,631	10,844
35	20,198	9,416	29,614
20	36,649	12,831	49,480
Total	69,539	30,461	100,00

Na Tabela acima, o trecho II corresponde à região mais favorável para a ocorrência de descargas nos condutores, e o trecho I às regiões onde não são propícias as condições para descargas diretas.

Os cálculos para determinação dos índices de desligamentos por incidência de raios nos condutores foram realizados utilizando-se um programa digital baseado no método de Monte Carlo, considerando-se os seguintes dados básicos:

- largura da faixa de estudo — 400m
- densidade de raios por km^2 — 10
- curva de distribuição de intensidade de correntes — $I_{50\%}$ = 20kA, $I_{16\%}$ = 45kA
- suportabilidade de isolamento

  c/26 isoladores — 2030 kV
  c/27 isoladores — 2100 kV
  c/28 isoladores — 2180 kV
  c/39 isoladores — 2260 kV
  c/30 isoladores — 2340 kV

- impedância de surto do condutor 383 ohms

Para as coordenadas dos condutores e pára-raios, foram adotados os seguintes critérios:

- distâncias verticais

Foram calculadas as taxas de desligamentos para as distâncias verticais indicadas na Tabela 13.2, adotando-se, para a fase central e cabos pára-raios, valores compatíveis com a geometria das torres e a relação entre as flechas dos condutores e pára-raios.

- distâncias horizontais

Foram adotados inicialmente, os valores referentes à torre B5. Em seguida, foi modificada a posição do cabo pára-raios para fornecer um ângulo de blindagem de -7° e, finalmente, o pára-raios foi mantido em sua posição original, com a cadeia da fase lateral modificada para V-100° para fornecer um ângulo de blindagem de ~0°. Nas Figuras 13.28 a 13.31 estão indicadas as modificações sugeridas nas torres A51, A52 e B5.

3 Resultados Obtidos

Os resultados para cadeias com 26 e 30 isoladores são mostrados na Tabela 13.3.

Uma análise da Tabela 13.3 permite as seguintes conclusões:

- o efeito proveniente do acréscimo de isoladores nas cadeias das fases externas tem a sua influência sensivelmente prejudicada à medida que a altura do condutor aumenta.
- o número de desligamentos é bastante influenciado pelo aumento da altura dos condutores.
- alterações no ângulo de blindagem mostraram ser este parâmetro de grande influência na determinação do número de desligamentos.

TABELA 13.3 — Taxa de Desligamentos em Função da Altura do Condutor para uma Densidade de Raios Igual a 10/Km^2 (nível isoceráunico de 100)

Altura do Condutor (m)	Taxa de Desligamentos por 100 km/Ano			
	26 Isoladores α = 17°	30 Isoladores α = 17°	26 Isoladores	
			α = 7°	α = 0°
105	15,2	14,3	10,0	7,1
90	12,6	11,5	8,0	5,5
80	10,4	9,4	6,2	4,2
70	7,9	6,9	4,4	2,9
60	7,3	6,3	2,7	1,1
55	5,7	4,8	1,9	0,7
50	4,3	3,4	1,2	0,3
35	0,8	0,4	0,05	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0

As taxas de desligamentos foram corrigidas em função dos percentuais de ocorrência das alturas do condutor e do nível isoceráunico de cada trecho, de acordo com a seguinte expressão geral:

$$TD = (I_I \sum_{i=20}^{i=105} TD_i \, PI_i + I_{II} \sum_{i=20}^{i=105} TD_i \, P_{II_i}) \frac{1}{I_0 \times 100}$$

Onde:

TD - taxa de desligamentos da LT por 100 km/ano

i - índice correspondente à altura do condutor

TD_i - taxa de desligamentos para determinada altura

PI_i - percentagem da LT para determinada altura do condutor no trecho I

PII_i - idem acima, no trecho II

I_I - nível isoceráunico do trecho I

I_{II} - idem acima, do trecho II

I_0 - nível isoceráunico de referência

Para várias hipóteses consideradas, as taxas de desligamentos para toda a linha são apresentadas na Tabela 13.4

TABELA 13.4 — Taxas de Desligamentos da LT para Várias Alternativas

Aternativa	Número de Desligamentos/ 100 km/Ano	
	$I_I = I_{II} = 60$	$I_I = 60, I_{II} = 90$
LT sem alterações	0,85	1,02
LT com 30 isoladores no trecho II	0,78	0,92
LT com $\alpha = 7°$ no trecho II	0,63	0,69
LT com $\alpha = 0°$ no trecho II	0,59	0,69
LT com $\alpha = 7°$	0,27	0,33

Os valores da Tabela 13.4 foram recalculados considerando-se as impedâncias de surto específicas para cada altura do condutor. Os resultados obtidos foram levemente superiores, como pode ser verificado na Tabela 13.5.

TABELA 13.5 — Taxas de Desligamentos da LT para Várias Alternativas, com Impedâncias de Surto Recalculadas em Função da Altura do Condutor

Aternativa	Número de Saídas/100 km/Ano	
	$I_I = I_{II} = 60$	$I_I = 60, I_{II} = 90$
LT sem alterações	0,88	1,05
LT com $\alpha = 7°$ no trecho II	0,65	0,71
LT com $\alpha = 0°$ no trecho II	0,59	0,62
LT com $\alpha = 7°$	0,29	0,35

4 Análise dos Resultados

Para efeito de análise das alternativas estudadas, adotou-se a Tabela 13.5, uma vez que a Tabela 13.4 apresentou a mesma variação percentual entre alternativas.

As principais considerações a respeito das alternativas examinadas são as seguintes:

a. Utilização de cadeias com 30 isoladores no trecho II

Nas duas hipóteses consideradas para o nível isoceráunico, esta alternativa resultou em uma melhora na taxa de desligamentos de 8% ($I_I = I_{II} = 60$) e 10% ($I_I = 60$, $I_{II} = 90$).

Tendo em vista a natureza dos elementos envolvidos no mecanismo de descargas atmosféricas, as reduções nas taxas de desligamentos para esta alternativa são muito pequenas para justificar a sua adoção.

b. Modificação do ângulo de blindagem para 7° no trecho II

Este ângulo de blindagem seria obtido alterando-se o topo da torre de modo a deslocar o ponto de fixação do cabo pára-raios para fora, conforme é mostrado nas Figuras 13.28 e 13.30. Esta alteração poderia ser realizada sem grandes modificações no resto da estrutura, reduzindo-se o esforço longitudinal no pára-raios, de modo a manter constante o momento torçor aplicado na estrutura.

Esta alternativa, nas duas hipóteses consideradas, resultou em uma melhora na taxa de desligamentos de 26% ($I_I = I_{II} = 60$) e 32% ($I_I = 60$, $I_{II} = 90$).

A redução obtida é apreciável, porém a alteração no topo da estrutura só poderá ser executada com a LT energizada se forem utilizados métodos especiais de montagem.

c. Modificações na cadeia de isoladores para obtenção de um ângulo de blindagem igual a 0°

Seria possível a obtenção de um ângulo de blindagem de 0° caso fossem utilizadas nas fases laterais cadeias em V-100°, como é mostrado nas Figuras 13.29 e 13.31.

No caso das estruturas A51 e A52, seria necessário alterar o projeto da mísula e do ponto de fixação do cabo pára-raios. Na torre B5 seria necessário apenas alterar o projeto do pêndulo. Em ambos os casos seriam necessárias pequenas alterações no delta da torre.

A melhoria da taxa de desligamentos foi de 33% ($I_I = I_{II} = 60$) e 42% ($I_I = 60$, $I_{II} = 90$).

As alterações propostas só poderão ser executadas com a LT em operação se forem utilizados métodos especiais de montagem, sendo mais complexa ainda do que a alternativa anterior ($\alpha = 7°$) e acarretando um acréscimo de 50% no número de isoladores utilizados.

d. Modificação do ângulo de blindagem para 7° em toda a extensão da LT

Esta alternativa corresponderia a modificação no topo de todas as estruturas da LT e resultaria em uma melhoria de 68% na taxa de desligamentos.

e. Instalação do segundo circuito na mesma faixa de passagem

A construção de uma segunda linha, já projetada, na mesma faixa de passagem, reduzirá consideravelmente a quantidade de desligamentos em cada uma das linhas, devido à blindagem de uma sobre a outra.

A modificação do ângulo de blindagem desta segunda linha reduzirá de forma apreciável a quantidade de desligamentos nesta linha, melhorando ainda mais o desempenho dos dois circuitos.

Com base nos resultados obtidos e nas considerações efetuadas, foram estabelecidas as seguintes recomendações e observações gerais:

- o índice de desligamentos calculado é bem inferior ao número real de desligamentos da LT, para a premissa adotada que a taxa de desligamentos por queda indireta não deve ser elevada.
- é possível que os anos 74, 75 e 76 não sejam representativos do comportamento futuro da LT e que parte das saídas atribuídas a descargas atmosféricas sejam devidas a outros problemas, principalmente se for considerado que este período corresponde ao estágio inicial de operação da LT. Deve ser investigada a possibilidade de poluição industrial nos isoladores, nas proximidades de Volta Redonda e Barra Mansa.
- a execução das alternativas analisadas para melhorar o desempenho da LT exigiriam investimentos consideráveis e desenvolvimento de técnicas de montagem pouco usuais.
- a quantidade de isoladores da LT existente não deve ser modificada, por ser muito pouca a melhoria que seria conseguida na taxa de desligamentos.
- a segunda linha na mesma faixa de passagem deve ser construída com um ângulo de blindagem igual a 7°, não se executando modificações na LT existente.
- o período de observações (3 anos) ainda é pouco significativo em termos estatísticos para a caracterização de um desempenho totalmente insatisfatório.

APÊNDICE II

Cálculo do Ângulo de Proteção para Blindagem Efetiva

1 Desenvolvimento de Expressões Analíticas para o Cálculo do Ângulo de Proteção

O correto posicionamento dos cabos pára-raios, para uma proteção eficaz dos cabos condutores, pode ser obtido através de uma análise trigonométrica sobre a Figura 13.32.

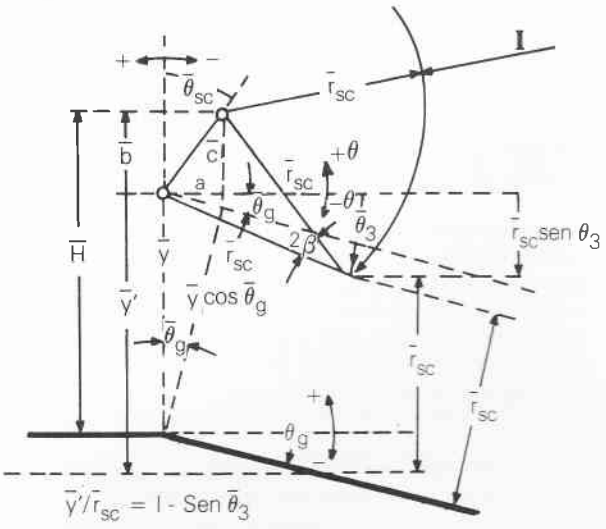


Figura 13.32 - Modelo Eletrogeométrico para um Caso de Blindagem Efetiva

Sendo:

a - espaçamento horizontal entre condutor e cabo pára-raios

$\bar{b}$ - espaçamento vertical médio entre condutor e cabo pára-raios

$\bar{c}$ - espaçamento médio entre condutor e cabo pára-raios

$\bar{y}$ - atura média do condutor

$\bar{y}'$ - altura média equivalente do condutor, considerando a inclinação do terreno

$\bar{H}$ - altura média do cabo pára-raios

$\bar{R}_{sc}$ - distância de atração média

$\bar{\theta}_g$ - ângulo médio de inclinação do terreno

$\bar{\theta}_{sc}$ - ângulo de blindagem crítico médio

Com as referências e sentidos indicados na Figura 13.32, para os ângulos de interesse, podemos escrever as seguintes relações básicas:

$$\bar{\theta}_{sc} + \beta = \bar{\theta}_3$$

$$\text{sen}\,(\bar{\theta}_3 - \bar{\theta}_g) = (\bar{y}\cos\bar{\theta}_g - \bar{R}_{sc})/\bar{R}_{sc}$$

$$\text{sen}\,\beta = \bar{C}/2\,\bar{R}_{sc}$$

Estas equações podem ser trabalhadas para a determinação do ângulo de blindagem médio, para o qual o condutor se encontra efetivamente blindado, contra a incidência de raios com correntes superiores ao menor valor capaz de provocar desligamentos na linha de transmissão. Este ângulo é igual a:

$$\bar{\theta}_{sc} = \bar{\theta} - \beta - \text{arc sen}\,[(\bar{y}/R_{sc})\cos\bar{\theta}_g - 1]$$

Onde:

$$\beta = \text{arc sen}\,(\bar{c}/2\,\bar{R}_{sc})$$

Como o valor de $\bar{C}$ depende do ângulo $\bar{\theta}$sc, estas duas equações devem ser resolvidas por um processo iterativo para a obtenção da solução.

O espaçamento horizontal entre o condutor e o cabo pára-raios pode então ser obtido a partir de:

$$a = \bar{C}\,\text{sen}\,\theta_{sc}$$

Considerando, por exemplo, que as alturas médias dos cabos acima do solo foram obtidas por:

$$\bar{H} = H - 2\,Sg/3$$

$$\bar{y} = y - 2\,Sc/3$$

Onde:

H - altura do cabo pára-raios na torre

y - altura do condutor na torre

Sg - flecha do cabo pára-raios

Sc - flecha do cabo condutor

A altura média do cabo pára-raios acima do condutor pode ser obtida de:

$$\bar{b} = \bar{H} - \bar{y}$$

Substituindo as expressões de $\bar{H}$ e $\bar{y}$ na expressão acima, temos:

$$\bar{b} = b + 2\,(Sc - Sg)/3$$

Com os valores do espaçamento horizontal do cabo pára-raios em relação ao cabo condutor na torre (a) e da altura do pára-raios acima do condutor na torre (b), é possível então calcular o ângulo de blindagem crítico na torre (θsc).

$$\theta_{sc} = \text{arc tg}\,(a/b)$$

O efeito da inclinação do perfil pode ser levado em consideração de outra maneira, igualando-se o valor de $\bar{\theta}_g$ a zero na expressão para o cálculo do ângulo de blindagem crítico médio, e calculando uma altura média

equivalente do condutor que inclua a inclinação média do terreno, como é indicado a seguir.

$\bar{y} = \bar{R}_{sc} (1 - \text{sen}\ \bar{\theta}3)$

Na prática, este efeito é de difícil avaliação, para a sua inclusão no cálculo do ângulo de blindagem crítico, porque não se tem conhecimento do perfil transversal ao longo da linha de transmissão.

Os parâmetros envolvidos no cálculo do ângulo de blindagem crítico foram considerados como valores medios, devendo, portanto, o resultado obtido ser interpretado como uma aproximação do ângulo necessário para fornecer blindagem efetiva. Esta aproximação será tão melhor quanto mais representativos para a linha de transmissão forem os parâmetros considerados, analisando - se unicamente sob o ponto de vista geométrico.

O exposto acima sugere uma divisão da linha de transmissão em trechos, para os quais seriam, então, determinados os ângulos de blindagem crítico associados.

A referência [4] recomenda, como uma classificação inicial, a divisão do perfil da linha de transmissão em três classes diferentes: plano, ondulado e montanhoso.

As alturas médias para o condutor sendo definidas por:

- perfil plano $\bar{y} = y - 2\ Sc/3$
- perfil ondulado $\bar{y} = y$
- perfil montanhoso $\bar{y} \geqslant 2\ y$

A partir desta classificação inicial, o percentual de cada classe poderia ser levantado e realizada uma composição, que resultaria na determinação de uma altura média para toda a linha de transmissão.

Este processo é o mais usual para a determinação do ângulo de blindagem de linhas de transmissão.

A sua utilização, no entanto, implica na adoção de um único ângulo de blindagem para toda a linha, não sendo avaliado o comportamento da linha em cada um dos trechos considerados. Este procedimento poderia eventualmente acusar anomalias, devido a uma possível intensificação de atividades ceráunicas em determinadas regiões da linha.

Um procedimento mais cuidadoso seria o de considerar uma divisão do perfil da linha de transmissão em várias classes, inclusive desmembrando a categoria montanhoso em sub-classes, e calcular o ângulo de blindagem necessário para cada classe de perfil. Com os ângulos de blindagem conhecidos, poderiam ser realizados levantamentos para diversas alternativas, para a determinação do percentual de torres não efetivamente blindadas.

Eventualmente, poderia ser adotado para a linha de transmissão mais de um ângulo de blindagem, para proteção de trechos com características de perfil acentuadamente diferentes.

Da Figura 13.32 verifica-se que as alturas médias dos cabos pára-raios e dos condutores são parâmetros de grande influência na determinação do ângulo de blindagem crítico, uma vez que a blindagem efetiva dos condutores é obtida pela interseção da região de atração para os cabos pára-raios com a região de atração para o solo. Alterações nas alturas médias dos cabos provocam modificações no ângulo de blindagem, havendo sérias dificuldades na sua determinação para blindagem efetiva em terrenos montanhosos, onde a altura média do condutor ao solo é bem elevada.

A situação mencionada acima é decorrente do fato de que a proteção oferecida pela terra não é modificada, enquanto que a região de atração dos cabos pára-raios é levada mais para cima com o aumento na altura dos cabos, criando uma região de exposição para os condutores. Para neutralizar esta exposição dos condutores à incidência de raios, é necessário, então, posicionar os cabos pára-raios com ângulos de blindagem tanto menores quanto maiores forem as alturas consideradas. Em situações extremas de alturas do condutor ao solo, poderia não haver uma solução satisfatória para o posicionamento dos cabos pára-raios, sendo previsto para estes casos a possibilidade de falhas de blindagem.

A Tabela 13.6 mostra ângulos de blindagem críticos, para uma linha de transmissão com isolamento a surtos atmosféricos de 1280 kV e 5 metros de altura dos cabos pára-raios acima dos cabos condutores, em função da altura do condutor ao solo na torre e da classe de perfil considerado.

TABELA 13.6 — Ângulos de Blindagem Efetiva

Yt	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7
28	28,98	14,92	0,25	-18,91	-36,89	-53,67	*
32	18,51	3,95	-10,79	-31,90	-51,29	*	*
36	7,63	-7,12	-21,57	-44,16	-66,42	*	*
40	-3,44	-18,02	-31,90	-56,07	*	*	*

* Sem solução possível

Sendo:

Yt - altura do condutor na torre

P_1 - perfil plano ($\bar{y}$ = Yt - $2s_c/3$)

P_2 - perfil ondulado classe 1 ($\bar{y}$ = Yt - $s_c/3$)

P_3 - perfil ondulado classe 2 ($\bar{y}$ = Yt)

P_4 - perfil montanhoso classe 1 ($\bar{y}$ = 1,25 Yt)

P_5 - perfil montanhoso classe 2 ($\bar{y}$ = 1,50 Yt)

P_6 - perfil montanhoso classe 3 ($\bar{y}$ = 1,75 Yt)

P_7 - perfil montanhoso classe 4 ($\bar{y}$ = 2,0 Yt)

1.1 Determinação do Ângulo de Blindagem Crítico para Distâncias de Atração Calculadas em Função do Elemento Considerado

Toda a análise efetuada no item 1 foi baseada no modelo eletrogeométrico, considerando-se que as distâncias de atração para os condutores, pára-raios e solo são iguais.

No entanto, é possível que este procedimento possa ser revisto, caso sejam obtidas informações para a determinação das distâncias de atração referentes a estes elementos.

Supondo que o relacionamento possa ser efetuado através da aplicação de coeficientes referentes ao condutor e ao solo, à distância crítica de atração calculada para o cabo pára-raios, teríamos:

$$r_{sg} = K_{sg}\, r_{sc} \qquad r_{sw} = K_{sw}\, r_{sc}$$

Sendo:

$\bar{r}_{sg}$ - distância crítica de atração para o solo

$\bar{r}_{sw}$ - distância crítica de atração para o condutor

$\bar{r}_{sc}$ - distância crítica de atração para o pára-raios

K_{sg} - coeficiente relativo ao solo

K_{sw} - coeficiente relativo ao condutor

Considerando estas novas distâncias críticas de atração, o ângulo médio para blindagem efetiva ($\bar{\theta}$sc) seria obtido pela seguinte expressão:

$$\bar{\theta}_{sc} = \bar{\theta}_g + \text{arc sen}\,[(K_{sg}/K_{sw}) - \bar{Y}/\bar{r}_{sc}\,K_{sw})\cos\bar{\theta}_g] - \text{arc cos}\,(\text{sen}\,2\beta)\,/\,(\bar{c}/\bar{r}sc)$$

Onde:

$$2\beta = \text{arc cos}\,[(1 + K_{sw}^2 - (\bar{c}/\bar{r}_{sc})^2)/2K_{sw}]$$

sendo os componentes das expressões acima os mesmos já definidos anteriormente no item 1.

2 Exemplo de Cálculo para Determinação do Ângulo de Blindagem para Proteção Efetiva

Neste item será verificado o procedimento para a obtenção do ângulo de blindagem para proteção efetiva, baseado no item 1.1 e considerando-se uma configuração hipotética para uma linha de transmissão de 500 kV.

a. Os dados referentes à linha em questão são os seguintes:

- composição do perfil
  40% plano
  40% ondulado
  20% montanhoso
- altura do condutor na torre
  Yt = 22m
- flecha do condutor
  Sc = 12 m
- altura do cabo pára-raios na torre
  Ht = 31 m
- flecha do cabo pára-raios
  Sg = 6 m
- tensão crítica disruptiva
  ICFO = 2000 kV
- impedância de surto do condutor
  Z = 360 ohms

b. As alturas médias dos cabos condutores e pára-raios, em função dos tipos de perfil, podem ser calculadas:

- perfil plano
  $\bar{Y}_p$ = Yt - $2S_c/3$ = 14m

– perfil ondulado
$Y_0 = Yt = 22$ m

– perfil montanhoso
$Y_m = 2Yt = 44$ m

– altura média para o condutor
$\bar{y} = 0{,}4 \times 14 \times 0{,}4 \times 22 + 0{,}2 \times 44 = 23{,}2$ m

– espaçamento vertical médio
$\bar{b} = (31 - 22) - 2 \times 6/3 + 2 \times 12/3 = 13$ m

– altura média do cabo pára-raios
$\bar{H} = \bar{y} + \bar{b} = 36{,}2$ m

A impedância de surto poderia ser recalculada em função da altura média do condutor. Será assumido que o valor de 360 ohms não se modificará.

c. A corrente de raio crítica para o condutor será:

$I_c = 2\,E/Z = 2 \times 2000/360 = 11{,}1$ kA

d. A distância crítica de atração pode ser calculada pela expressão:

$\bar{r}_{sc} = 2\,I_0 + 30\,[1 - e^{-I_0/6{,}8}]$

$\bar{r}_s = 46{,}34$

a qual será considerada igual para o condutor, pára-raios e solo.

e. Considerando o perfil transversal como horizontal ($\bar{\theta}_g = 0°$), o ângulo de blindagem crítico médio pode ser calculado por:

$\bar{\theta}_{sc} = -\beta - \text{arc sen}\,[(\bar{Y}/\bar{r}_{sc}) - 1]$

Sendo:

$\beta = \text{arc sen}\,(\bar{C}/2\,\bar{r}_{sc})$

Como um valor preliminar podemos assumir $\bar{c}$ ligeiramente maior do que b.

$\bar{c} = 14$ m

Para este valor de $\bar{C}$, β pode ser calculado, sendo igual a 8,69°.

Com este valor de β, o valor de $\bar{\theta}_{sc}$ é igual a 21,31°

Agora o valor de $\bar{C}$ pode ser verificado de
$\bar{C} = \bar{b}/\cos\bar{\theta}_{sc} = 13{,}95$ m
Considerando este novo valor de $\bar{C}$, o valor de β é igual a 8,66°.

Com este valor de β, $\bar{\theta}_{sc} = 21{,}34°$

Verificando novamente o valor de $\bar{C}$, temos:

$\bar{C} = 13{,}96$ m

Portanto, podemos concluir que, como o valor de $\bar{C}$ é praticamente idêntico ao anterior, o ângulo crítico médio é igual a 21,34°.

f. O espaçamento horizontal entre condutor e pára-raios é fornecido por:

$a = \bar{C}\,\text{sen}\,\bar{\theta}_{sc} = 5{,}08$ m

g. Conhecidos a e b, o ângulo na torre é:

$\theta_t = \text{arc tg}\,(a/b)$

$\theta_t = 29{,}4°$

Portanto, um ângulo de 29° na torre seria adequado para toda a linha, considerando o efeito do perfil em termos médios.

h. A influência do perfil montanhoso pode ser verificada, se analisarmos o ângulo de blindagem para este trecho da linha, com $\bar{y} = 44$ m

Assumindo $\bar{C} = 14$ m, o valor de β é igual a 8,69°.

Para este valor de β, $\bar{\theta}_{sc}$ é igual a -5,80°

Recalculando $\bar{C}$, obtemos $\bar{C} = 9{,}05$ m.

Para este valor de $\bar{C}$, o valor de β é 5,6° e $\bar{\theta}_{sc}$ é igual a -8,50°

Recalculando $\bar{C}$, obtemos $\bar{C} = 9{,}10$ m.

O valor de β é recalculado para 5,63° e $\bar{\theta}_{sc}$ para -8,52°.

Assumindo este valor como satisfatório para θ_{sc}, o espaçamento horizontal entre condutor e pára-raios é igual a -1,35m e o ângulo na torre igual a -8,52°.

Portanto, para o trecho montanhoso seria necessário um ângulo da ordem de -9° para uma blindagem efetiva nesta região.

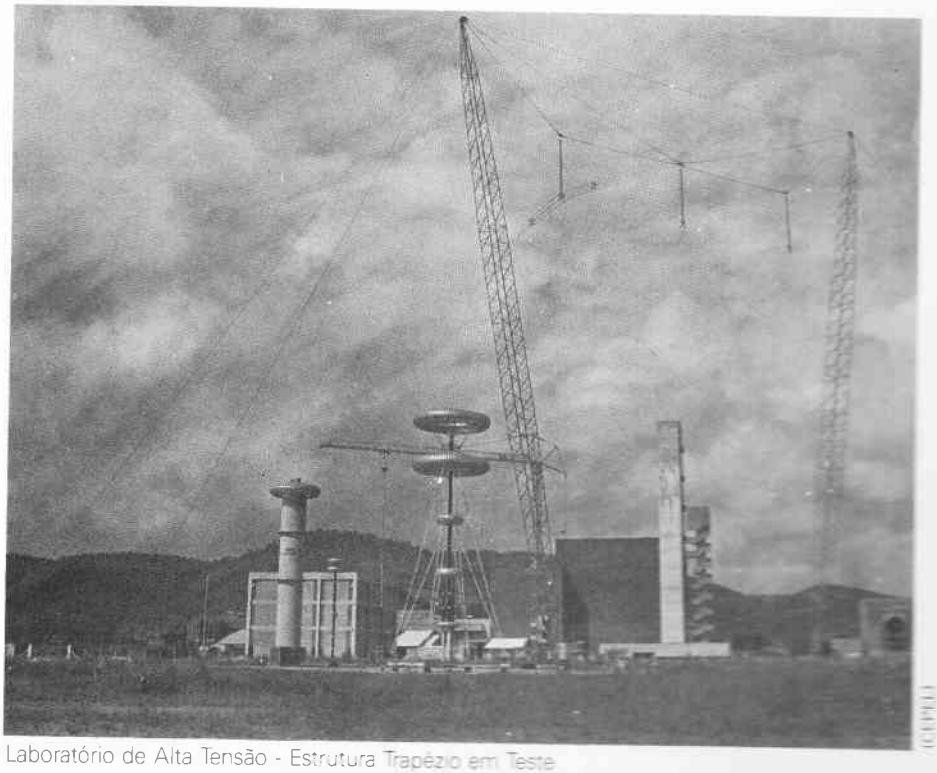
Como, em termos de perfil médio, um ângulo de 29° poderia ser utilizado para toda a linha, é possível que ocorram falhas de blindagem nos trechos correspondentes às regiões montanhosas da linha de transmissão.

Os resultados obtidos acima servem para ilustrar a importância do perfil da linha de transmissão na determinação do ângulo de blindagem para proteção efetiva.

Capítulo 14

Desempenho Elétrico de Linhas de Transmissão Quanto a Surtos de Manobra

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo



Laboratório de Alta Tensão - Estrutura Trapézio em Teste

1 Introdução

O aumento dos níveis de tensão ditado pelo crescente aumento de blocos de potência a transportar, acarretou um custo cada vez maior em projetos de linhas de transmissão. Os métodos convencionais de projeto tornam-se ineficientes diante destas novas circunstâncias, o que levou ao aparecimento de métodos probabilísticos de coordenação de isolamento.

Para os níveis de tensão até 400 kV, os surtos atmosféricos eram quem dimensionava a configuração da torre. Acima desta tensão, os surtos de manobra passaram a exigir mais do isolamento e a coordenação convencional superdimensionava o isolamento.

Tornou-se, então, necessário explorar a característica probabilística da ocorrência de determinados surtos de manobra, bem como a natureza probabilística de ocorrência da descarga disruptiva no isolamento para estas sobretensões. Desta forma, métodos probabilísticos de coordenação de isolamento em sistemas elétricos foram definidos. Tais métodos podem ainda ser aplicados às linhas existentes, no sentido de reestudar um possível aumento de sua tensão de operação, já que tal linha poderia ter o seu isolamento superdimensionado. Estes métodos probabilísticos estão descritos no capítulo 9 e são aplicados a isolamentos auto-recuperantes, ou seja, aqueles que possuem a propriedade de recuperação da rigidez dielétrica após a ocorrência de uma descarga disruptiva. Em suma, tais métodos determinam o isolamento necessário sem, contudo, superdimensioná-lo, já que exploram as características probabilísticas dos fenômenos.

As solicitações aos dielétricos constituem-se na tensão operativa e nas sobretensões. A tensão operativa é uma solicitação contínua e as sobretensões se caracterizam por uma duração transitória de tempo muito curto e para as quais se aceitam algumas descargas no isolamento dentro de critérios previamente definidos.

As sobretensões podem classificar-se em:

a. de origem externa
Constituídas das descargas atmosféricas.

b. de origem interna

São as sobretensões resultantes de operações de disjuntores, que podem ser classificadas em dois tipos:

- sobretensões de manobra (1 ou 2 ciclos de 60 Hz)

- sobretensões temporárias (muitos ciclos de 60 Hz)

São apresentadas a seguir as principais probabilidades envolvidas por ocasião de uma operação de manobra na linha:

- probabilidade de uma cadeia de isoladores estar em determinada posição devido à ação do vento.

- probabilidade de certos efeitos meteorológicos (umidade, densidade relativa do ar e temperatura), combinados, resultarem em diferentes tensões suportáveis do isolamento (nos isoladores e nas distâncias no ar).

- probabilidade de acontecer determinado surto de manobra de certa magnitude

- probabilidade de, num espaçamento em ar ou numa cadeia de isoladores, acontecer uma descarga disruptiva acima ou abaixo de seu valor crítico

Consideradas todas estas probabilidades, é possível, através de um programa digital, calcular o risco de falha de uma linha.

Esta análise estatística capacita investigar várias configurações geométricas de torre, tornando possível escolher, através do cálculo do risco de falha, aquela que ofereça o menor custo.

Na Figura 14.1 é apresentado um fluxograma mostrando a estrutura de um programa para cálculo do risco de falha.

Os seguintes dados de entrada são necessários:

- distribuição dos "Fatores de Correção Atmosférico"

- distribuição dos "Angulos de Balanço das Cadeias", devido à ação do vento

- distribuição das "Sobretensões de Manobra"

- distribuição das "Tensões Disruptivas do Isolamento", nas condições atmosféricas de referência (padrões).

- geometria da estrutura da torre

A seguir, é apresentada a forma como os vários parâmetros mencionados acima são considerados, bem como a metodologia que calcula o risco de falha para uma linha de transmissão.

2 Dados Meteorológicos

2.1 Introdução Teórica

Quando uma tensão é aplicada entre dois eletrodos, um campo elétrico se estabelecerá entre eles. O gradiente do campo elétrico será função da magnitude da tensão aplicada e da forma da superfície do eletrodo. A tensão de

ruptura de um "gap" é relacionada com este gradiente. Se o gradiente do campo elétrico excede à suportabilidade do ar, uma ionização ocorrerá (corona), isto é, átomos do ar vão desassociar-se formando elétrons livres e íons positivos. Grande quantidade destes pares ionizados irão agir como um caminho condutor, modificando o gradiente no ar não ionizado na vizinhança da descarga corona, ponto de partida para repetição do processo de ionização. Se a tensão é pouca coisa acima do nível de limite de corona, o processo é limitado e uma intensa luminosidade irá aparecer. Quando a tensão é bastante superior ao limite de corona, estes caminhos condutores, conhecidos como "streamers", propagam-se através do "gap", resultando na ruptura do dielétrico.

No caso de surtos de manobra, a descarga tem por natureza um comportamento estatístico, ou seja, é impossível prever de maneira definitiva onde o corona será iniciado e em que direção exatamente o "streamer" irá começar a propagação.

O processo de ionização, conseqüentemente a tensão de ruptura do dielétrico, depende dos seguintes parâmetros meteorológicos: densidade relativa do ar (pressão e temperatura) e umidade.

Os demais parâmetros meteorológicos que influenciam a suportabilidade do isolamento são: vento e precipitação.

Os dados sobre velocidade do vento são usados para computar os ângulos de balanço da cadeia de isoladores. Este balanço fará variar as distâncias do condutor à estrutura, e conseqüentemente, a suportabilidade do dielétrico.

Assim, num projeto de isolamento de uma linha de transmissão, é importante dispor-se de um histórico de uma estação meteorológica, onde estivessem anotados vários anos de medidas, com certa periodicidade de dados climatológicos. Tais dados são considerados representativos da região por onde irá passar determinada linha de

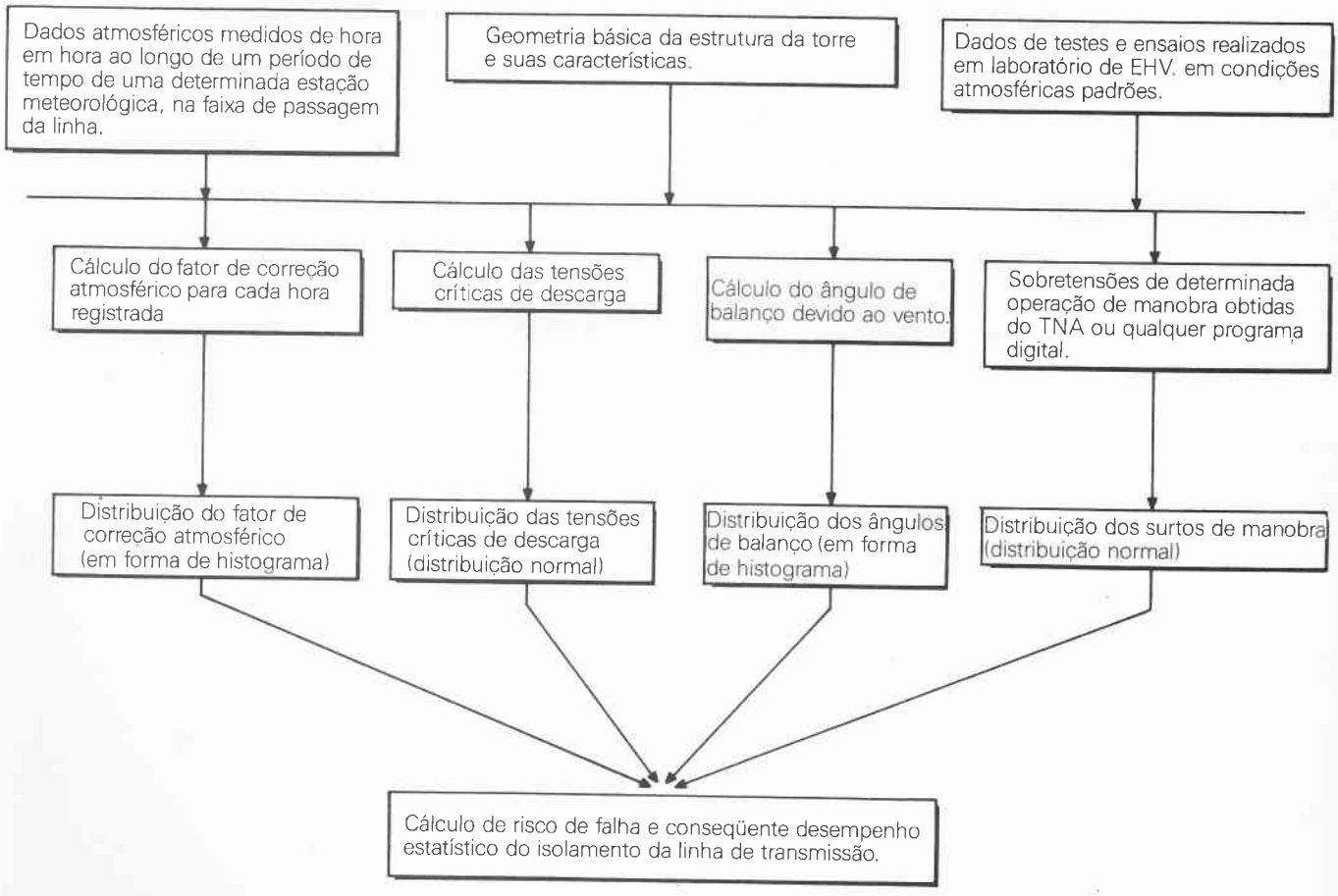


Figura 14.1 Fluxograma Simplificado para Cálculo do Risco de Falha

transmissão. Poder-se-ia então fazer com que este conjunto de dados, dispostos em forma de distribuições estatísticas, fosse considerado o universo para a vida útil da linha e que a linha ficasse sujeita a todas aquelas condições atmosféricas características da região em consideração.

Quanto à chuva, sabe-se que seu efeito é reduzido na tensão disruptiva do ar na ausência de superfícies isolantes entre os eletrodos. Já com a presença de isoladores entre os eletrodos, a chuva reduz apreciavelmente a tensão disruptiva no caso da tensão à freqüência industrial e impulso de manobra, não tendo, porém, praticamente nenhuma influência no caso de impulsos atmosféricos. A tensão crítica de descarga à freqüência industrial de uma cadeia é aproximadamente 80% do valor a seco, para uma taxa de precipitação de 1,5 mm/min, enquanto que a redução para o impulso de manobra positivo é da ordem de 5%.

2.2 Distribuição do Fator de Correção Atmosférico

A influência das condições do tempo na suportabilidade da isolação quando submetida a qualquer tipo de solicitação (impulso atmosférico, manobra ou a tensão à freqüência industrial) é considerada através da distribuição de freqüências de ocorrência do "fator de correção atmosférico" compilado a partir de medidas horárias seqüenciais.

Assim, para uma determinada região geográfica de interesse, devem ser obtidos os valores de variáveis climatológicas que afetam o isolamento.

A forma usual para abordagens estatísticas é bastante trabalhosa, visto que os dados ambientais envolvidos têm taxa de amostragem horária ao longo de períodos de 10 a 20 anos, o que permite uma modelagem climática confiável.

Por exemplo, num período de 10 anos de observações horárias tem-se da ordem de 87600 valores registrados.

2.2.1 Cálculo do Fator de Correção Atmosférico - FCA

O FCA é a relação entre as suportabilidades dielétricas em condições ambientais quaisquer e em condições padronizadas.

Normalmente, em laboratórios de EAT, os resultados dos testes nas estruturas em estudo são apresentados já corrigidos para as condições atmosféricas padronizadas. Esta relação, portanto, permite determinar a suportabilidade de determinada isolação para qualquer outra condição atmosférica.

As condições atmosféricas consideradas padrões são:

	Norma ANSI	Norma IEC
Pressão barométrica	760mm Hg	760mm Hg
Temperatura	25°C (71°F)	20°C
Umidade absoluta	15 g/m^3	11 g/m^3

O FCA é representativo de três influências distintas que o meio ambiente exerce sobre a suportabilidade das isolações: influências da pressão atmosférica, da temperatura ambiente e da umidade absoluta do ar.

Ao variarem, portanto, as condições atmosféricas, varia também a suportabilidade da isolação. Logo, a tensão crítica de descarga numa condição ambiental qualquer é dada por:

$$U_{50} = U_{50_{padrão}} \times FCA \qquad (14.1)$$

Onde:

U_{50} = tensão crítica de descarga nas condições ambientes

$U_{50_{padrão}}$ = tensão crítica de descarga nas condições padrões

Analiticamente, o FCA pode ser determinado por:

$$FCA = \frac{k_d}{k_h} \qquad (14.2)$$

Onde:

k_d é o fator de correção da densidade relativa do ar, expresso por:

$$k_d = \left(\frac{b}{b_0}\right)^m \times \left(\frac{273 + t_0}{273 + t}\right)^n \qquad (14.3)$$

b, b_0 - pressão atmosférica ambiente e de referência

t, t_0 - temperatura ambiente e de referência (°C)

m, n - expoentes que dependem do comprimento no ar, da isolação e do tipo e polaridade da tensão aplicada

Aplicando-se os valores padrões indicados na norma ANSI para m = n = 1, têm-se:

$$k_d = \frac{b\ (273 + 25)}{760\ (273 + t)} = \frac{0{,}392\ b\ (mm\ Hg)}{273 + t\ (°C)} \qquad (14.4)$$

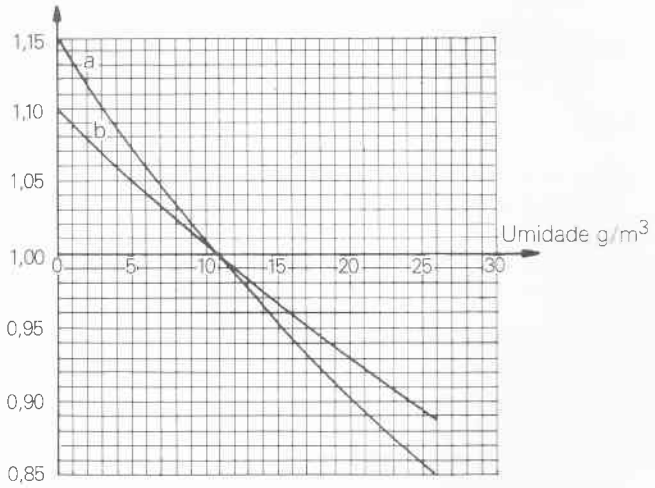
E, para a norma IEC:

$$k_d = \frac{b\ (273 + 20)}{760\ (273 + t)} = \frac{0{,}386\ b\ (mm\ Hg)}{273 + t\ (°C)} \qquad (14.5)$$

O fator de correção para a umidade (k_h) é:

$$k_h = (k)^w \qquad (14.6)$$

A constante k é dada pela Figura 14.2, em função da umidade absoluta, sendo as curvas a e b aplicáveis de acordo com o tipo de tensão aplicada à isolação (60 Hz, impulso ou tensão contínua) e o expoente w depende do comprimento no ar, da isolação e do tipo e polaridade de tensão aplicada.



Curva a: tensão alternada
Curva b: tensão contínua, impulsos

Figura 14.2 - Fator de Correção k de umidade em Função da Umidade Absoluta [2]

Para o cálculo da umidade absoluta, primeiramente é determinada a pressão de vapor em pol Hg a partir da temperatura do bulbo seco (t) e da temperatura do bulbo úmido (t'), através da formula psicométrica de Ferrel:

$$VP = e' - 0{,}000367\ P\ (t - t')\ (1 + \frac{t' - 32}{1571}) \qquad (14.7)$$

Onde:

P - pressão barométrica (pol Hg)

e' - pressão do vapor d'água saturado em pol Hg, relativo à temperatura t' do bulbo úmido

A umidade absoluta (h) e a pressão de vapor (VP) a 20°C são relacionados pela seguinte expressão, conforme dedução mostrada no Apêndice I:

$$h = 25\ VP\ (h \text{ em } g/m^3;\ VP \text{ em pol Hg}) \qquad (14.8)$$

Os valores dos expoentes m, n e w podem ser determinados através da Tabela 14.1 em conjunto com a Figura 14.3.

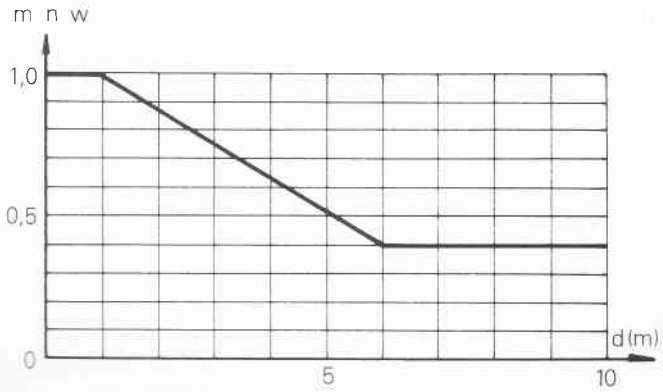


Figura 14.3 - Valores dos Expoentes m e n para Correção da Densidade do ar e w para Correção da Umidade em Função da Distância da Descarga em Metros [2]

A seguir são apresentados os símbolos utilizados na Tabela 14.1

- distância de descarga com campo essencialmente uniforme;

- distância de descarga haste-haste e isoladores de suspensão, isto é, eletrodos causando um campo não uniforme, mas com distribuição de tensão essencialmente simétrica;

- distâncias de descarga haste-plano e objetos sob ensaio com configuração semelhante, tais como isoladores de pedestal, isto é, eletrodos com campo não uniforme e distribuição de tensão pronunciadamente assimétrica

TABELA 14.1 - Aplicação de Fatores de Correção Atmosférica [2]

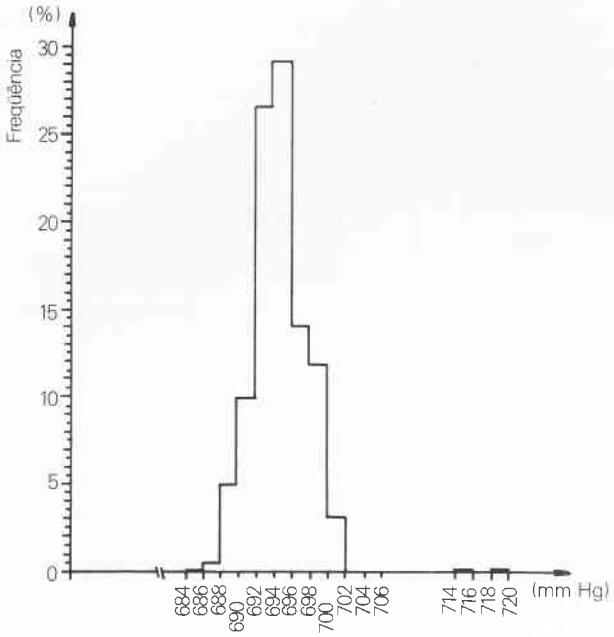
Tipo de Tensão de Ensaio	Formato do Eletrodo	Polaridade	Correção para Densidade do ar	Correção para Umidade	
			Expoente m e n	Fator k	Expoente w
Tensão Contínua		+	1,0	Ver Figura 14.2 (curva b)	0
		−			0
		+			1,0
		−			1,0
		+			1,0
		−			0
Tensão Alternada		~	1,0	Ver Figura 14.2 (curva a)	0
		~	Ver Figura 14.3		Ver Figura 14.3
		~	Ver Figura 14.3		Ver Figura 14.3
Tensão de Impulso Atmosférico		+	1,0	Ver Figura 14.2	0
		−			0
		+			1,0
		−			0,8
		+			1,0
		−			0
Tensão de Impulso de Manobra		+	1,0	Ver Figura 14.2 (curva b)	0
		−	1,0		0
		+	Ver Figura 14.3		Ver Figura 14.3
		−	0		0
		+	Ver Figura 14.3		Ver Figura 14.3
		−	0 (ver nota)		0 (ver nota)

Nota:

Poucas informações são disponíveis. Para o momento nenhuma correção é recomendada

Congonhas
Pressão

Média Aritmética 694,15
Desvio Padrão 2,855
Valor 50% 694,54

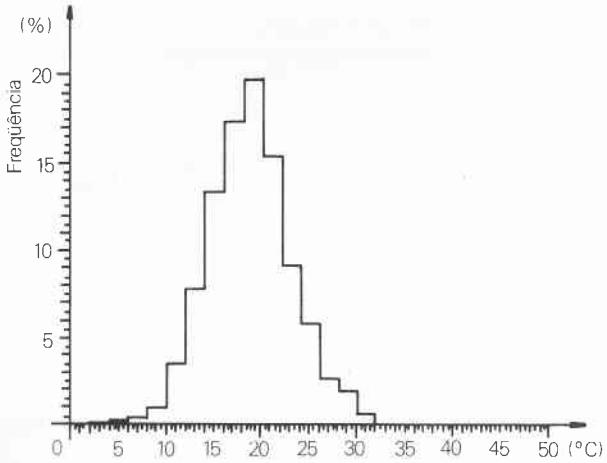


Congonhas
Umidade Relativa

Média Aritmética..... 79,50
Desvio Padrão 16,60
Valor 50% 85,44

Congonhas
Temperatura

Média Aritmética..... 18,345
Desvio Padrão..... 4,40
Valor 50% 18,56



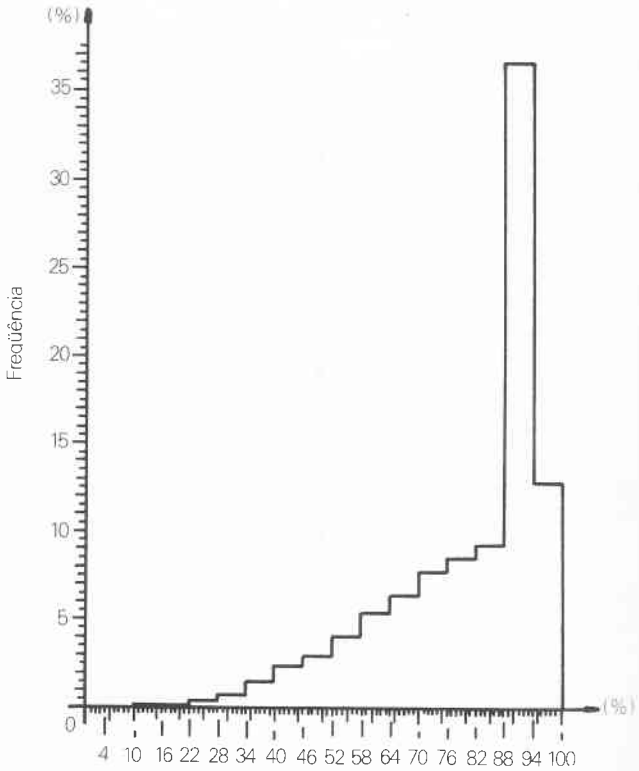


Figura 14.4 - Histogramas de Pressão, Temperatura e Umidade Relativa do Ar

O procedimento usual para a determinação das distribuições estatísticas do FCA tem sido recorrer a arquivos em fita magnética (ou cartões) dos valores de t, b e h anotados ou registrados simultaneamente em uma estação meteorológica de interesse e aplicá-los nas equações 14.3 a 14.8 e finalmente na equação 14.2.

Os dados utilizados nos estudos devem ser coletados, sempre que possível, em estações distribuídas ao longo da linha.

A utilização de dados de diferentes estações meteorológicas para diversos trechos da linha nem sempre precisa ser efetuada. Para tal, há necessidade de uma análise prévia dos dados dessas estações. Esta análise consiste na verificação da semelhança das distribuições das variáveis contidas no registro de dados (t, b e h).

A Figura 14.4 contém exemplos de distribuições das variáveis componentes do FCA para a estação meteorológica de Congonhas.

No caso específico de uma linha de transmissão em extra ou ultra alta tensão, a sua extensão é geralmente de centenas de quilômetros, atravessando, portanto, áreas com diferentes condições físico-climáticas, no que resulta uma grande variedade de climas influindo no projeto da linha de transmissão. É, portanto, relevante que se disponha de métodos de inferências capazes de avaliar a evolução espacial das grandezas meteorológicas ao longo do caminhamento da LT, a partir de coletas convenientemente feitas nas estações meteorológicas próximas.

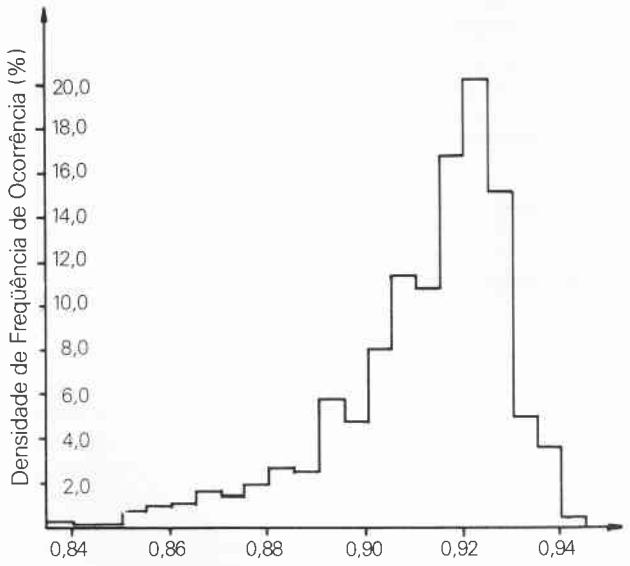


Figura 14.5 - Histograma do FCA - Estação de Congonhas

Na Figura 14.5 é mostrado um histograma do FCA para a Estação Meteorológica de Congonhas, ressaltando-se que a cada faixa do FCA está associada uma freqüência de ocorrência denominada FREQ1. A seguir, na Figura 14.6, é apresentado um esquema computacional dos passos a serem seguidos para a determinação deste histograma.

2.3 Algumas Considerações sobre os Parâmetros Meteorológicos

A influência da densidade relativa do ar e umidade são as mais importantes e bem definidas. A densidade relativa do ar altera o processo de ionização do ar no sentido de reduzir o caminho livre das cargas e a umidade reduz sua mobilidade devido à captura de cargas por moléculas de água. Conseqüentemente, tem-se que a tensão disruptiva, para uma dada distância no ar, cresce com o aumento da densidade e a umidade do ar (desde que não haja condensação nos eletrodos).

Uma relação importante observada é que geralmente um aumento da umidade é acompanhado por uma redução da densidade relativa do ar. Conseqüentemente, os dois efeitos se neutralizam, causando uma pequena variação na tensão disruptiva.

Entretanto, quando a umidade relativa excede cerca de 80%, há variação irregular da tensão disruptiva, especialmente quando a descarga ocorre ao longo de superfície isolante.

Outro aspecto importante é a dependência do tempo-de-crista (Tcr) do impulso de manobra: testes em "gaps" longos têm demonstrado que para Tcr entre 400 μs e 1000 μs a tensão disruptiva aumenta à medida que a umidade absoluta é aumentada. Já para Tcr da ordem de 100 e 250 μs, fenômeno diferente ocorre, uma vez que a tensão disruptiva decresce com o aumento da umidade absoluta. Assim, para "gaps" longos submetidos a impulso de manobra com Tcr menor que o crítico, a tensão disruptiva decresce com o aumento da umidade absoluta.

Por último cabe citar que a densidade relativa do ar é fator muito importante em regiões montanhosas, já que decresce com a altitude. Portanto, para o isolamento de linhas de transmissão nestas condições é necessário adotar medidas tais como aumento do número de isoladores e dos espaçamentos em ar.

2.4 Distribuição dos Ângulos de Balanço das Cadeias Devido à Ação do Vento

Os condutores suspensos por cadeias verticais (cadeias em I) estão sujeitos a deslocamentos devidos à ação do vento. Conseqüentemente, a suportabilidade do espaçamento condutor-estrutura da torre em relação à posição original (cadeia em equilíbrio) é diminuída à medida que o condutor se aproxima da torre. Portanto, na

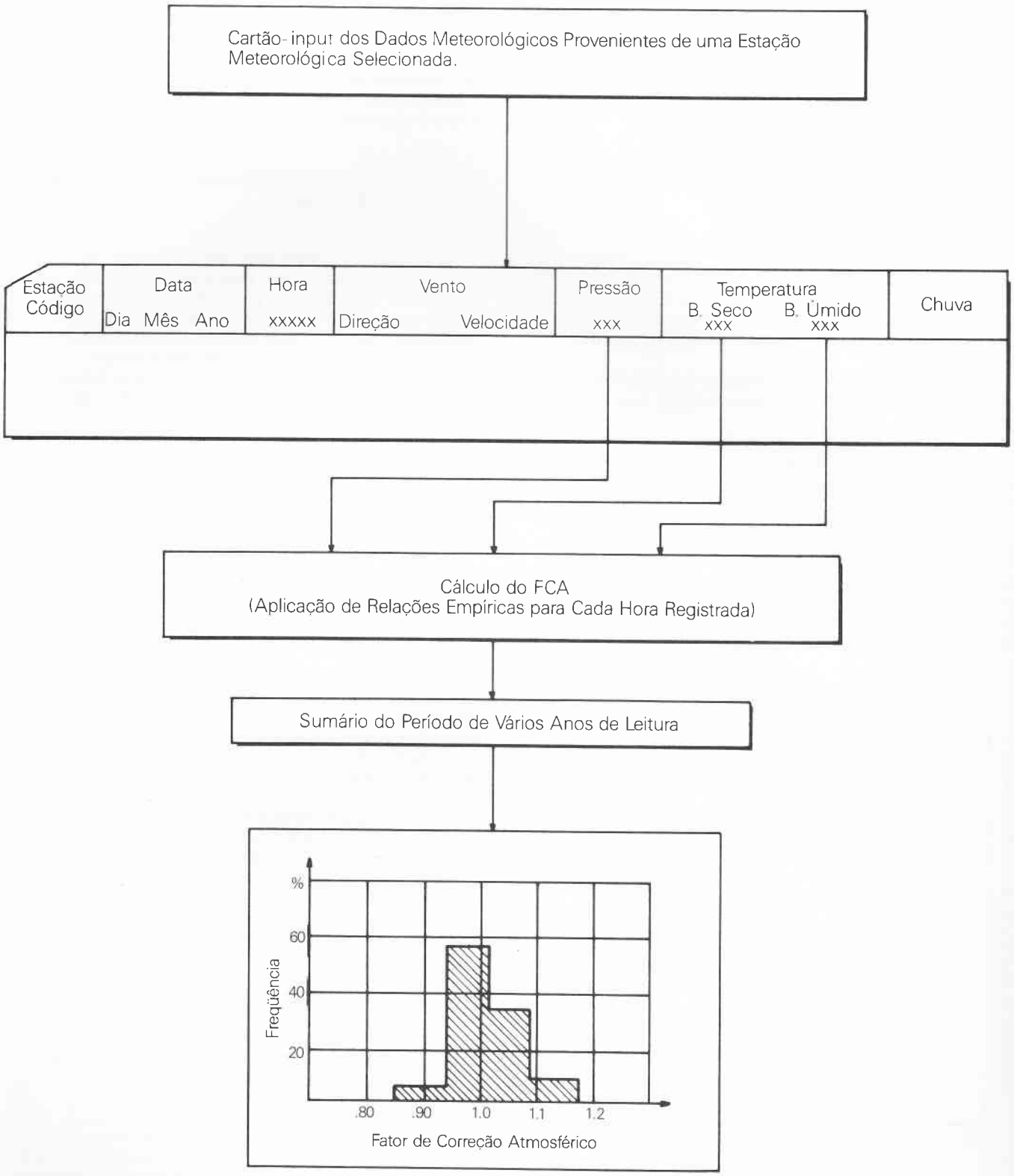


Figura 14.6 - Esquema Computacional para Cálculo do FCA

definição das distâncias de isolamento no projeto da cabeça da torre, a ação do vento deve ser considerada, quando o isolamento é submetido às sobretensões de manobra e à tensão operativa à freqüência industrial.

O ângulo de balanço de uma cadeia livre (em I) de isoladores deve ser calculado a partir das medidas horárias registradas das velocidades instantâneas do vento de uma determinada estação meteorológica. A relação entre os ângulos de balanço e as velocidades do vento é determinada pela expressão indicada a seguir e baseada nos dados empíricos levantados no teste de Hornisgrinde, Alemanha.

Os ângulos de balanço também são funções das relações vão vertical/vão horizontal (V/H) e diâmetro/peso do condutor (D/W).

2.4.1 O Teste de Hornisgrinde

O cálculo da magnitude e freqüência de ocorrência do ângulo de balanço (θ) de uma cadeia de isoladores livre é realizado a partir das informações estatísticas da velocidade do vento.

O ângulo de balanço, em função da velocidade do vento normal à linha, é baseado nos resultados do projeto de Hornisgrinde, e a distribuição estatística da velocidade do vento é constituída a partir de leituras horárias medidas em estações meteorológicas.

No teste realizado em Schwarzwald, Alemanha, foram considerados 3 vãos no topo de uma colina na direção Norte-Sul, aproximadamente. Somente ângulos de balanço causados por ventos horizontais foram considerados e o condutor testado foi o 477 MCM Hawk com feixes de até 4 subcondutores. A velocidade instantânea do vento foi medida no topo da torre a uma altura de 36 metros. A altura média do condutor simples acima do solo foi de 24 metros. O teste considerou a razão entre o vão horizontal/vão vertical (V/H) de 0,7.

Os resultados do teste de Hornisgrinde, ângulos de balanço em função da velocidade do vento normal à linha, para condutor simples, são encontrados na Figura 14.7. Estes dados são os realmente medidos, não foram corrigidos para altura acima do solo, nem para a relação V/H.

Nota-se na Figura 14.7 que para um mesmo ângulo de balanço ocorreram várias velocidades de vento, fato que mostra a forma aleatória do evento, entre os quais se destacam a direção e a frente de impacto do vento. Na Figura 14.8 são apresentados os histogramas para ângulos de 15°, 16°, 17° e 18°, onde os valores médios são levantados, correspondendo aos valores com 50% de probabilidade de ocorrerem aqueles ângulos. A Figura 14.8 mostra, também, a curva que une estes valores médios. Esta mesma curva é apresentada na Figura 14.7 e representa o ângulo de balanço em função da velocidade média instantânea.

A Figura 14.9 mostra o ângulo de balanço como função da velocidade média do vento ao longo do vão (vento normal à linha) para diversos cabos e razões V/H.

É interessante mencionar algumas observações provenientes deste teste com objetivo puro e simples de se obter maior sentimento de seus valores:

- A Figura 14.9 é baseada em vãos de 300m, o que significa dizer que para vãos maiores podem-se ter ângulos de balanço ligeiramente mais baixos, o contrário acontecendo para vãos menores. Todavia, o teste assegura que a diferença não é provavelmente significativa para vãos maiores do que 150 m.
- O vento que atravessa a região onde foi realizado o teste é provavelmente mais uniforme, com rajadas de grandes frentes e longa duração do que em outra região, o que leva a concluir que a Figura 14.9 fornece valores conservativos.
- Quanto aos condutores geminados, o teste mostrou uma significativa redução no ângulo de balanço para velocidades mais baixas à medida que o número de subcondutores aumenta. Todavia, foi constatado que os resultados deveriam ser sensíveis ao projeto dos espaçadores, à distância entre os condutores e às características do condutor. Na falta de maiores informações, os condutores geminados devem ser tratados neste cálculo de forma conservativa, assumindo o mesmo ângulo de balanço que os condutores simples.

2.4.2. Cálculo do Ângulo de Balanço Devido à Ação do Vento

A pressão exercida pelo vento sobre os cabos condutores é calculada pela fórmula:

$$P_V = 0{,}0045\ v^2 k\ (\text{kgf/m}^2) \qquad (14.9)$$

Onde:

v - velocidade do vento km/h

k - coeficiente de efetividade da pressão do vento que leva em consideração a atuação das frentes de vento (geralmente são mais estreitas que os vãos da linha). O fator k depende da relação diâmetro (m)/peso (kg/m)

A área de atuação do vento é dada por:

$$S_C = H \times D \qquad (14.10)$$

Onde:

H - vão horizontal (em metros)

D - diâmetro do condutor (em metros)

Portanto, a força devido à ação do vento é:

$$F_V = P_V \times S_C \qquad (14.11)$$

O peso do condutor P_C é:

$$P_C = W \times V \qquad (14.12)$$

W - peso nominal

V - vão vertical (metros)

A expressão do ângulo de balanço (θ) de acordo com a Figura 14.10 mostra que:

$$\theta = \text{arctg}\ \frac{F_V}{P_C} \qquad (14.13)$$

Substituindo as expressões e considerando um sistema de unidades coerentes:

$$\theta = \text{arctg}\ \frac{P_V \times S_C}{W \times V} \qquad (14.14)$$

$$\theta = \text{arctg}\ \frac{0{,}0045 \times v^2 \times k \times D \times H}{W \times V} \qquad (14.15)$$

Exprimindo a velocidade em m/s tem-se:

$$\theta = \text{arctg}\ \frac{(k \times D \times v^2 \times H \times 0{,}05832)}{W \times V} \qquad (14.16)$$

Definindo $K = \frac{D}{W} \times \frac{H}{V}$, a expressão finalmente fica:

$$\theta = \text{arctg}\ (k \times K \times v^2 \times 0{,}05832) \qquad (14.17)$$

Onde:

D, H e V - em metros e

W - kg/m

Segundo o teste de Hornisgrinde, só foram considerados ventos normais, mas, na eventualidade de se considerar a direção de incidência do vento, a fórmula ficaria:

$$\theta = \text{arctg}\ (k \times K \times (V \times \text{sen}\ \alpha)^2 \times 0{,}05832) \qquad (14.18)$$

Onde:

α é o ângulo entre a direção do vento e a direção da linha (para ventos perpendiculares à linha sen α = 1)

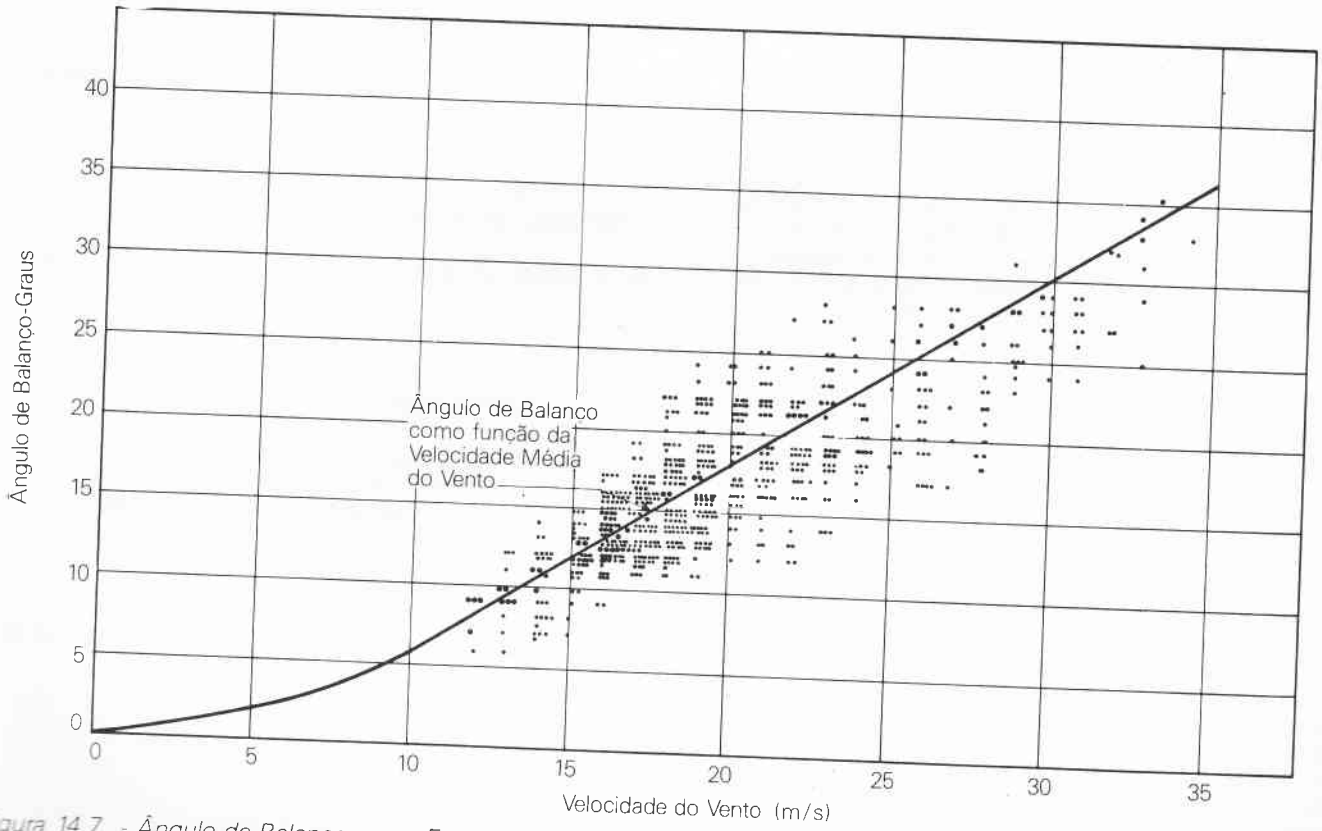


Figura 14.7 - Ângulo de Balanço como Função da Velocidade Instantânea do Vento na Torre [6]

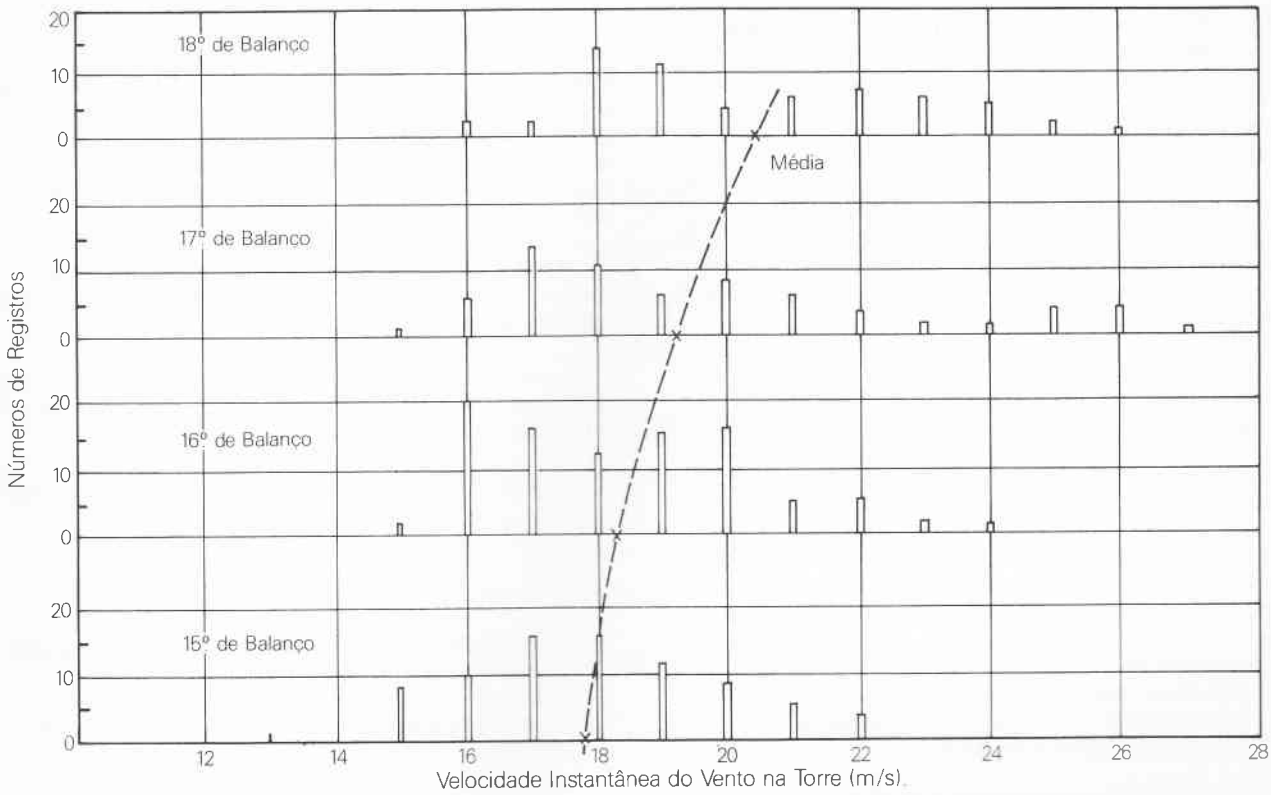


Figura 14.8 - Histograma de Registro de Velocidades do Vento para Ângulos de Balanço de 15°, 16°, 17° e 18° (Graus) - Variação da Média Indicada [6].

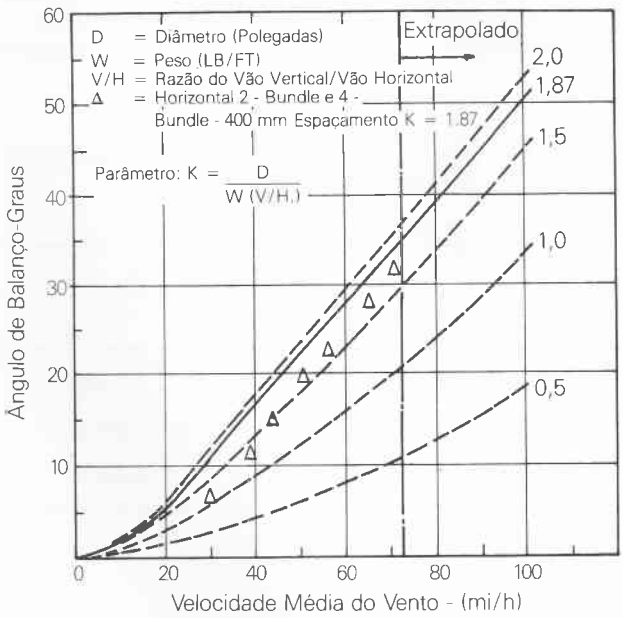
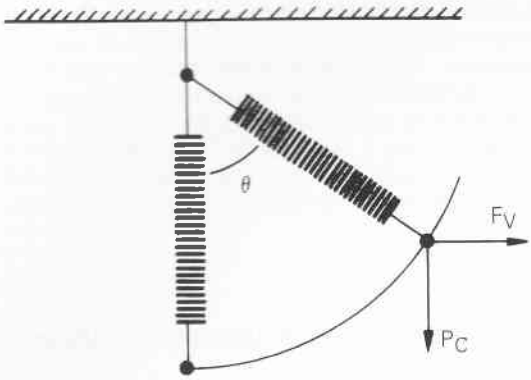


Figura 14.9 - Ângulo de Balanço em Função da Velocidade Média do Vento [6]



F_V = Força do Vento
P_C = Peso do Condutor

Figura 14.10 - Deslocamento da Cadeia

2.4.2.1 Considerações sobre os parâmetros contidos na fórmula do ângulo de balanço.

Fator de efetividade

Com o objetivo de ajustar a fórmula do ângulo de balanço com o teste de Hornisgrinde, foram determinados os valores de fatores de efetividade, de forma que coincidam com os valores dos ângulos de balanço médios fornecidos pelo respectivo teste.

Os valores médios das velocidades dos ventos foram escolhidos devido à curta duração das sobretensões do tipo manobra quando comparados à tensão máxima operativa. Neste último caso, os fatores de efetividade devem ser obtidos a partir dos valores máximos das velocidades do vento.

Os ângulos de balanço e as velocidades de vento correspondentes indicados na Figura 14.9 (resultados do teste de Hornisgrinde), quando aplicados diretamente na fórmula 14.17 para um determinado K, fornecem os valores dos coeficientes de efetividade. Assim, com estes valores de k conhecidos, qualquer outra curva da Figura 14.9 ajusta-se à expressão 4.17 variando-se, apenas, o valor de K, que caracteriza o cabo e os vãos.

As curvas dos fatores de efetividade ajustada pelo teste de Hornisgrinde, tanto para manobra como para tensão operativa, estão indicados na Figura 14.11.

Relação vão de peso/vão de vento (V/H)

O vão de peso (ou vão vertical) e o vão de vento (vão horizontal) dependem da topografia do terreno por onde passa a linha, e constituem, portanto, um parâmetro estatístico. Normalmente é realizado um levantamento ao longo da rota da linha, no sentido de se determinar um valor representativo para o projeto. Um valor típico geralmente empregado é 0,7. A figura 14.12 indica os parâmetros V. e H, o vão horizontal é a distância entre os pontos centrais nos vãos adjacentes e o vão vertical entre as flechas máximas.

2.4.3 Distribuição da Velocidade do Vento

A velocidade do vento normalmente registrada numa estação meteorológica através de anemômetros é chamada "velocidade de um-minuto", pois é suposta como sendo a média mental efetuada pelo observador enquanto observa o ponteiro indicador da velocidade. Pode, portanto, ser associada, a um período de integração de um minuto. Para o cálculo dos ângulos de balanço, esta velocidade do vento medida de hora em hora é interpretada como a "média de um-minuto".

Para o levantamento do histograma dos ângulos de balanço na linha, é necessário determinar os ventos máximos de um-minuto que ocorrem na linha. Isto pode significar uma correção da velocidade medida numa estação para a velocidade medida na linha. Os ventos máximos com tempo de integração de um minuto são os normalmente utilizados em estudos de coordenação de isolamento de linhas de transmissão.

Na Figura 14.13 é apresentado o histograma dos ventos máximos de "um-minuto" de determinada estação meteorológica.

A velocidade do vento deve ainda ser corrijida para as diferentes alturas do condutor e sua correção é dada pela expressão:

$$V_1 = V_0 \left(\frac{h_1}{h_0}\right)^{\alpha} \qquad (14.19)$$

Onde:

V_1 - velocidade do vento na altura do condutor h_1 (usa-se a altura média do condutor)

V_0 - velocidade medida na estação meteorológica na altura h_0

α - expoente que depende da temperatura, velocidade do vento e grau de irregularidade do terreno

Existem inúmeros estudos no sentido de estabelecer valores de α. A título de exemplo, estão-se indicando na Tabela 14.2 valores de α, para velocidades horárias de vento e rajadas e ainda variando com diferentes categorias de terreno.

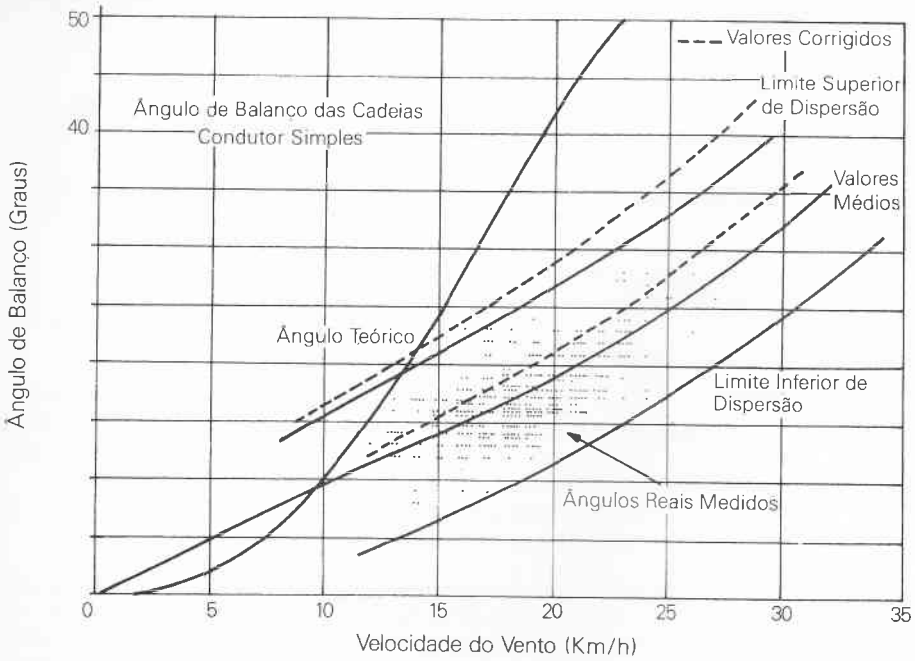
Tabela 14.2 - Valores de α para Diferentes Categorias de Terreno

	Valor de α	
Rugosidade	V (1h)	Vr
Alta	0,286	0,1429
Média	0,182	0,0909
Baixa	0,133	0,0667

Onde:

V (1h) = ventos horários

Vr = rajadas



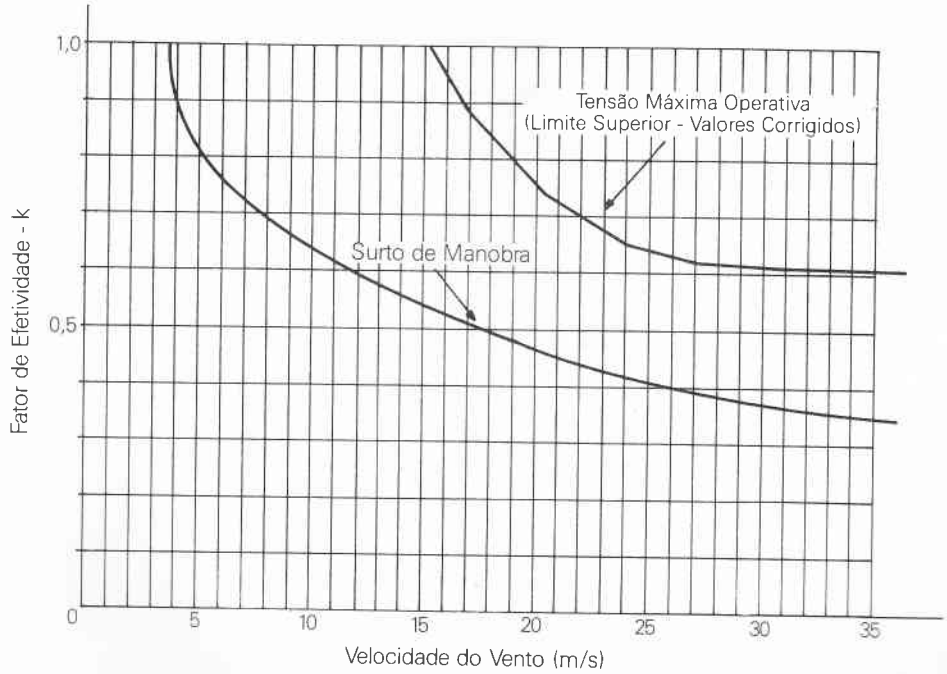


Figura 14.11 - Fatores de Efetividade para Surto de Manobra e Tensão Operativa

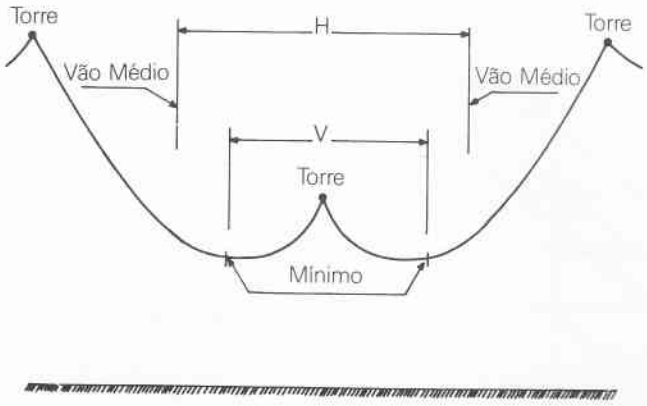


Figura 14.12 - Diagrama do Vão Vertical e Vão Horizontal Parâmetros H e V

Congonhas
Intensidade de Vento

Média Aritmética 3,306
Desvio Padrão 2,148
Valor 50% 3,528

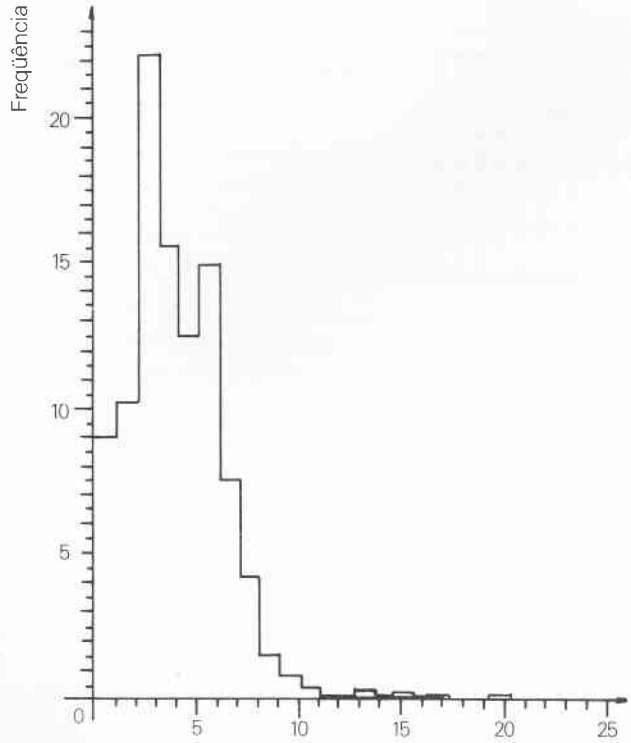


Figura 14.13 - Histograma de Velocidade de Vento

2.4.4 Construção do Histograma da Distribuição dos Ângulos de Balanço

A partir do histograma dos ventos máximos de "um-minuto", obtém-se a distribuição dos ângulos de balanço associando a freqüência de ocorrência do vento à freqüência de ocorrência de ângulo de balanço correspondente, através da relação indicada pelo teste de Hornisgrinde (no caso de surtos de manobra: ângulos de balanço em função da velocidade média do vento no vão).

A distribuição então obtida descreve a estatística dos ângulos de balanço máximos na linha.

A Figura 14.13 também indica o histograma dos ângulos de balanço para a Estação Meteorológica de Congonhas, bastando-se para isso calibrar o eixo horizontal em graus. Ressalta-se que a cada faixa de ângulo de balanço está associada uma freqüência de ocorrência, denominada FREQ2.

A título de conservadorismo, pode-se considerar uma correção de 10% de aumento no ângulo de balanço, visto que como a linha atravessa um número bastante grande de vales ao longo de sua faixa de passagem, é provável que ângulos de balanço maiores ocorrerão nestes trechos.

Na Figura 14.14 é apresentado um esquema computacional relativo ao cálculo do histograma de ângulos de balanço.

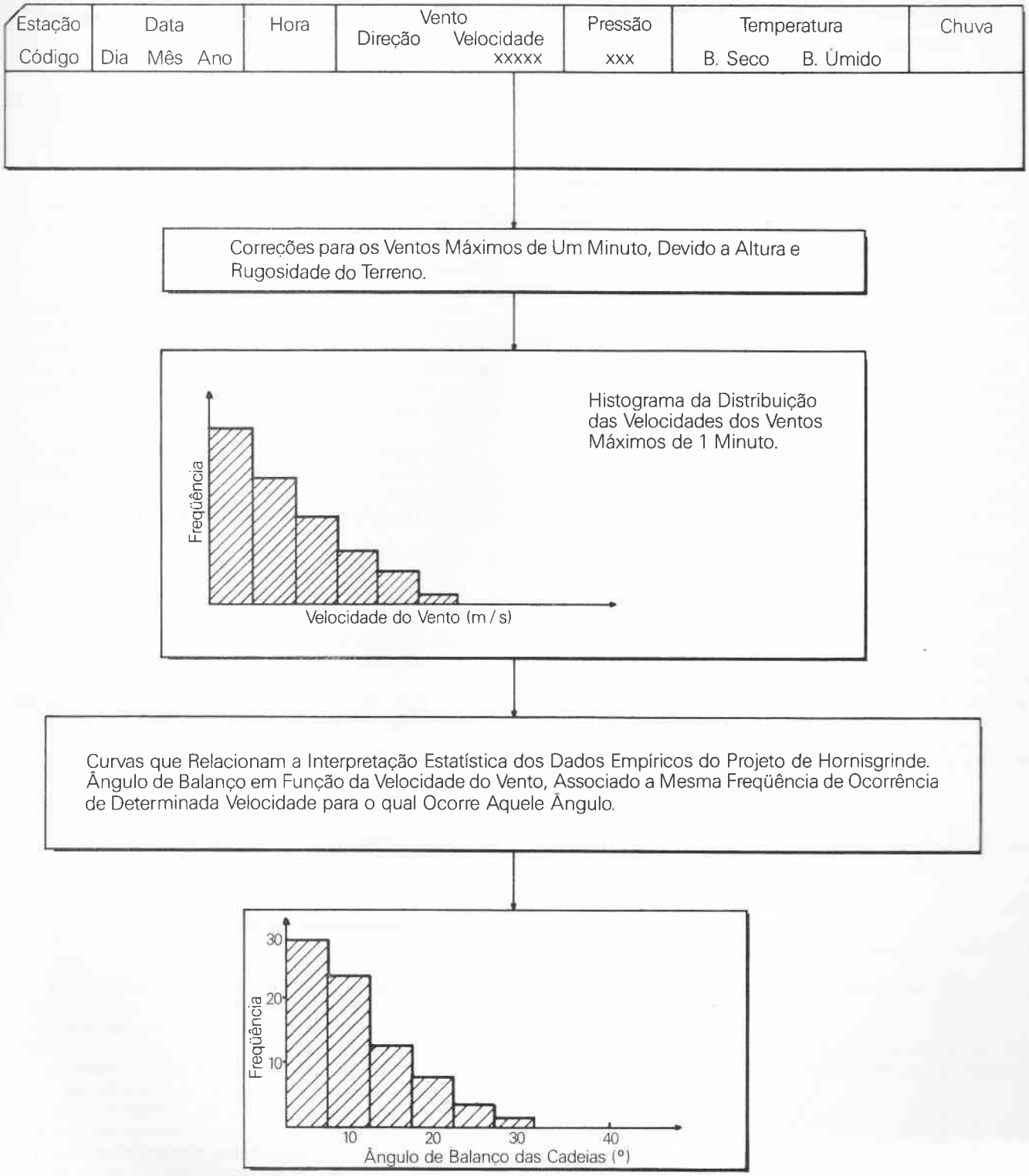


Figura 14.14 - Esquema Computacional para Levantamento do Histograma de Ângulos de Balanço

3 Representação dos Surtos de Manobra

3.1 Sobretensões Fase-Neutro

Na definição das distâncias de isolamento fase-neutro (condutor-estrutura) das linhas de transmissão, é necessário o conhecimento das solicitações em termos de sobretensões. Assim, através de estudos realizados tanto em TNA como em programa digital, determinam-se as sobretensões máximas às quais as linhas estarão submetidas para diversas operações de manobra, como por exemplo, energização, religamento, rejeição de carga etc.

Para a utilização dos diversos métodos de coordenação de isolamento descritos no capítulo 9, devem-se realizar estudos estatísticos referentes àquelas manobras, explorando todas as características aleatórias envolvidas em determinada operação, tais como:

1 Dispersão dos instantes de fechamento dos contatos principais e secundários dos disjuntores

2 Instante de fechamento na onda senoidal da tensão

3 Carga residual da linha

Os resultados deste estudo estatístico são geralmente dispostos em forma de histogramas de modo a se identificarem possíveis distribuições teóricas. Normalmente as sobretensões fase-neutro possuem a característica de uma distribuição gaussiana, cuja curva de densidade de probabilidade f (V_a) para uma sobretensão aleatória V é expressa por:

$$f(V_a) = \frac{1}{\sigma_0\sqrt{2\pi}}\, e^{-\frac{(V - V_{50})^2}{2\sigma_0^2}} \qquad (14.20)$$

Onde:

V_{50} = valor médio da distribuição de tensões V

σ_0 = desvio padrão da distribuição

Os valores de V_{50} e σ, a partir de determinada amostra de n observações, são determinados por:

$$V_{50} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} V_i \qquad (14.21)$$

$$\sigma_0 = \left[\frac{\sum_{i=1}^{n}(V_i - V_{50})^2}{n-1}\right]^{1/2} \qquad (14.22)$$

A função acumulada, mencionada anteriormente é dada por:

$$F(V_a) = \int_{-\infty}^{V} \frac{1}{\sigma_0\sqrt{2\pi}} \exp.\left[\frac{(V_i - V_{50})^2}{2\sigma_0^2}\right] dV \qquad (14.23)$$

O uso de uma distribuição contínua no cálculo do risco de falha, em vez do histograma diretamente, leva a erros da ordem de 0,5%, o que mostra que o erro é perfeitamente aceitável.

Conforme foi mencionado no capítulo 6, "Métodos de Determinação e Análise das Sobretensões", as sobretensões são normalmente limitadas por pára-raios, efeito corona, saturação e outros efeitos físicos, implicando desse modo em um truncamento na distribuição gaussiana nos seus extremos superior e inferior.

Dependendo do método estatístico a ser utilizado nos estudos de coordenação de isolamento, além, obviamente, da magnitude da sobretensão, torna-se necessária a determinação de alguns parâmetros, como por exemplo:

a. Frente de onda da sobretensão máxima

b. Picos subseqüentes à sobretensão máxima

c. Polaridade da sobretensão máxima e dos picos subseqüentes

O cálculo do risco de falha pode também ser realizado através do registro das:

a. sobretensões de cada fase separadamente

b. sobretensões conjuntas de todas as 3 fases

c. sobretensões máximas entre as 3 fases

3.2 Sobretensões Fase-Fase

O dimensionamento do isolamento fase-fase tem grande importância atualmente devido ao crescente uso de estruturas não-convencionais, dos tipos ilustrados na Figura 14.15, já que estas estruturas não possuem armações metálicas entre suas fases. Assim, a determinação das sobretensões fase-fase é primordial na definição das distâncias de isolamento entre fases. A determinação dessas sobretensões é normalmente definida em função de suas componentes fase-neutro, que se desenvolvem simultaneamente nas 2 fases em questão. A razão disto se deve ao fato de que sua simulação em laboratório de alta tensão, na análise da suportabilidade do "gap" condutor-condutor, fica melhor caracterizada quando se conhecem as parcelas referentes a suas componentes de polaridade positiva e negativa, conforme é indicado na Figura 14.16.

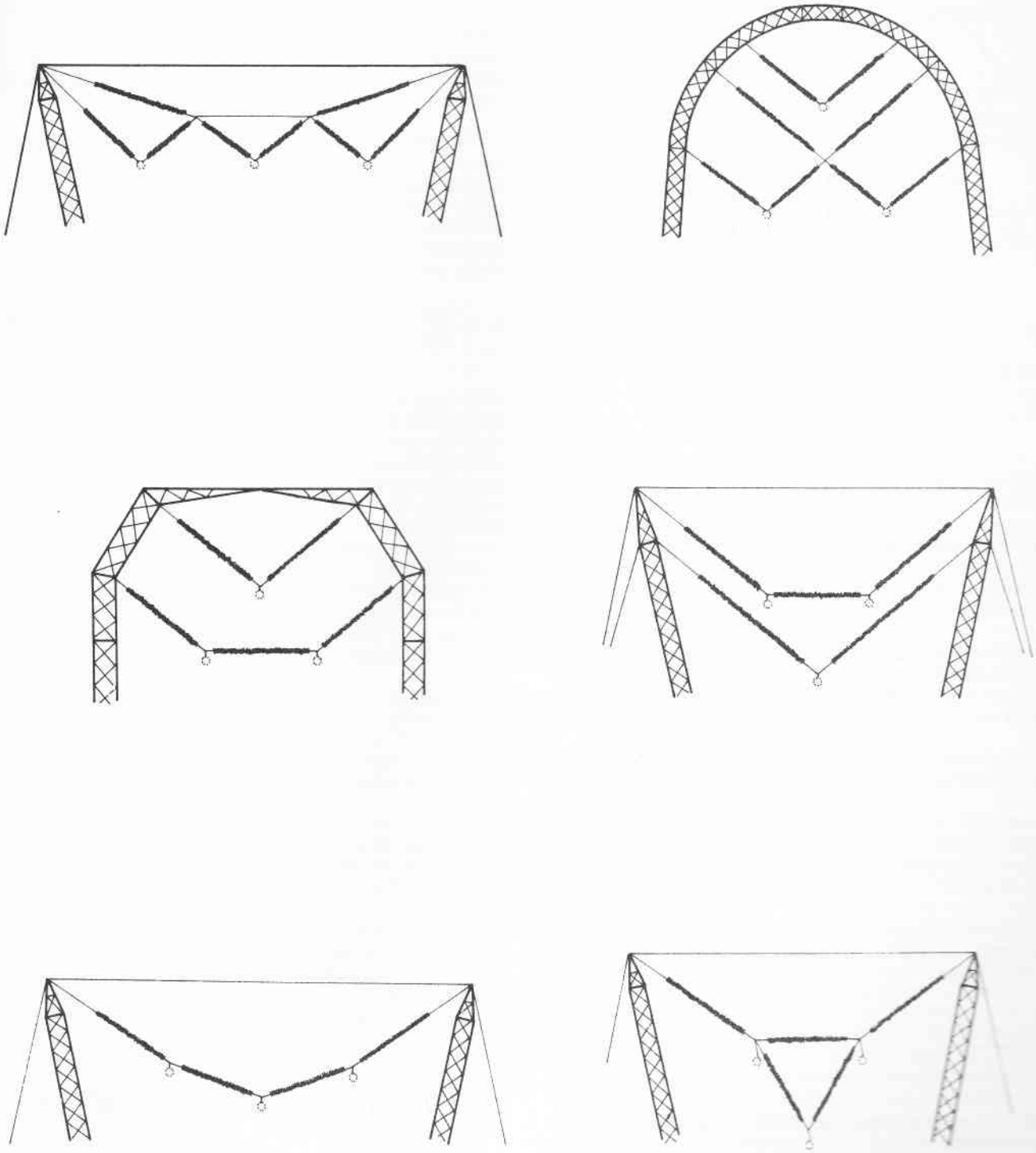


Figura 14.15 - Tipos de Estruturas Não Convencionais Atualmente em Estudo

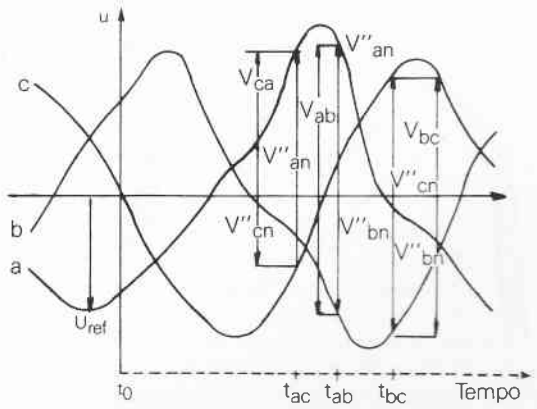


Figura 14.16 - Sobretensões Fase-Fase

Não há ainda um consenso na definição da amplitude das sobretensões fase-fase a serem utilizadas em testes de laboratório. Certos autores empregam a soma das amplitudes máximas de ambas as componentes de polaridade positiva e negativa, ou seja, $U_{\emptyset\emptyset} = U^+ + U^-$, independentemente dos picos coincidirem ou não no mesmo instante.

Outros pesquisadores consideram a sobretensão fase-fase como sendo $U_{\emptyset\emptyset} = U^+ + u^-$, ou seja, o pico de polaridade positiva associado a parcela de polaridade negativa no instante da ocorrência deste pico positivo.

Na realidade, a sobretensão fase-fase é algo diferente destas definições, ou seja:

$U_{\emptyset\emptyset} = u^+ + u^-$, onde u^+ e u^- são as componentes de polaridade positiva e negativa respectivamente no instante da sobretensão fase-fase real, conforme é indicado na Figura 14.16.

A relação entre as componentes de polaridade negativa e a sobretensão fase-fase é usualmente caracterizada pelo fator α, definido por:

$$\alpha = \frac{u^-}{u^+ + u^-} \qquad (14.24)$$

Tal fator assume papel importante na determinação da suportabilidade do "gap" condutor-condutor, porque através dele é possível estabelecer o percentual da componente de polaridade negativa na sobretensão fase-fase e, conseqüentemente, especificar testes em laboratórios de EAT, determinando sua influência na suportabilidade. Esta divisão de tensão entre as componentes positiva e negativa é da maior importância na determinação da tensão de ruptura do isolamento fase-fase, sendo muito mais importante do que outros parâmetros envolvidos, tais como forma de onda, defasamento etc. A importância deste fator é explicada pelo fato de que o processo de descarga é distinto para as componentes de polaridade positiva e negativa, sendo a suportabilidade do isolamento maior para surtos de polaridade negativa.

Na definição da suportabilidade do "gap" condutor-condutor observa-se, conforme é mostrado no item 4, que quanto menor o fator "α" menor é a suportabilidade; desse modo, no cálculo do risco de falha do isolamento, os fatores "α" de baixo valor assumem fundamental importância, razão pela qual outras formas de definição desse fator são utilizadas, como por exemplo:

$$\alpha = \frac{u_{min}}{U_{\emptyset\emptyset}} \qquad (14.25)$$

onde u_{min} é a menor componente (em módulo) da tensão fase-neutro que compõe a sobretensão fase-fase. Convém observar que os valores de u_{min} podem assumir tanto valores de polaridade positiva como negativa, o que, apesar de contrariar a definição anterior ($\alpha = u^-/U_{\emptyset\emptyset}$), que utiliza valores de polaridade negativa no numerador, tem a vantagem de sempre indicar valores de α menores (em módulo), conseqüentemente também os de menor suportabilidade. Contudo, é interessante ressaltar que esta definição é meramente convencional, já que, através de rotação nos fasores de tensão (ABC ou ACB) das fontes, pode-se obter para u_{min} tanto valores de polaridade positiva ou negativa.

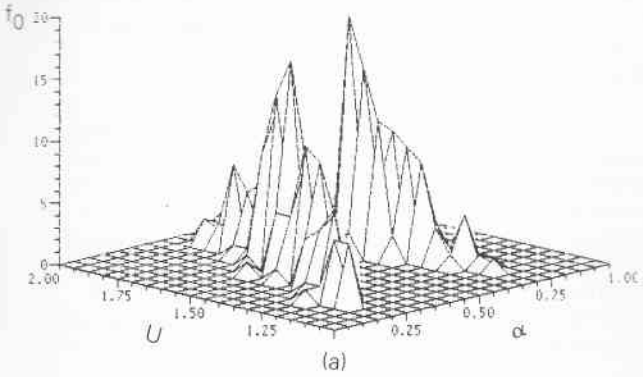
A faixa de variação de α pela definição anterior é de 0 a 1, enquanto que para esta última seus valores estão entre 0 e 0,5. Num estudo de sobretensões fase-fase deve-se, portanto, determinar não só os picos fase-fase mas também os fatores "alfa" correspondentes.

A Figura 14.17 apresenta a superfície resultante para as distribuições de sobretensões fase-fase em função do fator "α" de um estudo estatístico de energização de linha realizado em TNA, calculado pelas expressões 14.24 e 14.25

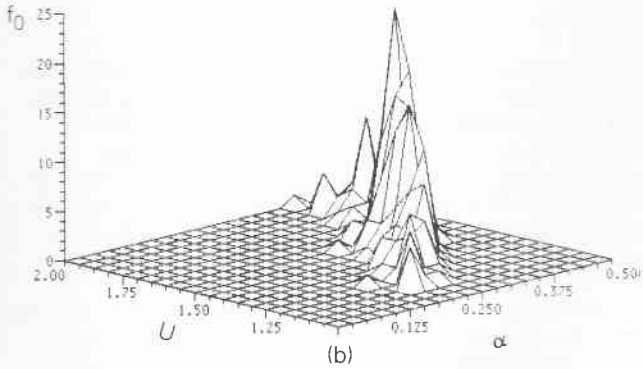
A partir destas distribuições mencionadas é possível estabelecer a freqüência de ocorrência f_0 (U, α) de um par de valores U (magnitude da sobretensão fase-fase) e α. O risco de falha para todo o conjunto de sobretensões é então expresso por:

$$R_{\emptyset\emptyset} = \int_0^1 \int_0^\infty f_0(U,\alpha) \cdot P_t(U,\alpha)\, dU d\alpha \qquad (14.26)$$

onde P_t (U,α) é a probabilidade de falha do "gap" condutor-condutor para a sobretensão fase-fase U, associado a determinado fator α.



(a) Cálculo do Alfa pela expressão 14.24



(b) Cálculo do Alfa pela expressão 14.25

Figura 14.17 - Superfície Resultante para as Distribuições de Tensões Fase-Fase em Função do Fator Alfa

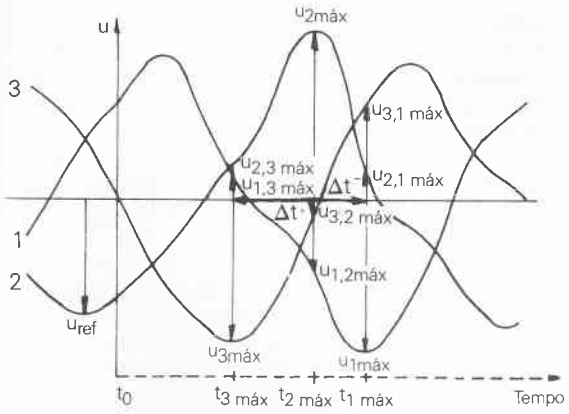


Figura 14.18 - Definição do Δt

Um outro aspecto importante que afeta a suportabilidade do "gap" fase-fase é a diferença entre os instantes (Δt) de ocorrência dos picos das ondas de polaridade positiva e negativa, conforme é indicado na Figura 14.18.

Este intervalo é considerado positivo quando o pico da componente negativa precede o de polaridade positiva e negativa no caso contrário. Apesar de ser possível obter este parâmetro junto aos oscilogramas de sobretensões, ainda não há meios confiáveis de como levá-lo em consideração na determinação da tensão crítica de disrupção $(U^+ + U^-)_{50}$.

A diferença entre os instantes dos picos de polaridade positiva e negativa tanto Δt positivo como negativo, normalmente se encontra entre 0 a 4 ms.

A forma de onda, particularmente o tempo-de-crista (T_{cr}), também tem influência na tensão de descarga disruptiva, principalmente a componente de polaridade positiva. Desta maneira, o conhecimento do T_{cr}^+ é sempre desejável. No entanto, não considerar sua influência significa assumir valores de tempo-de-crista críticos, conseqüentemente valores menores de suportabilidade, resultando assim riscos de falha maiores, o que, caracteriza um procedimento conservativo.

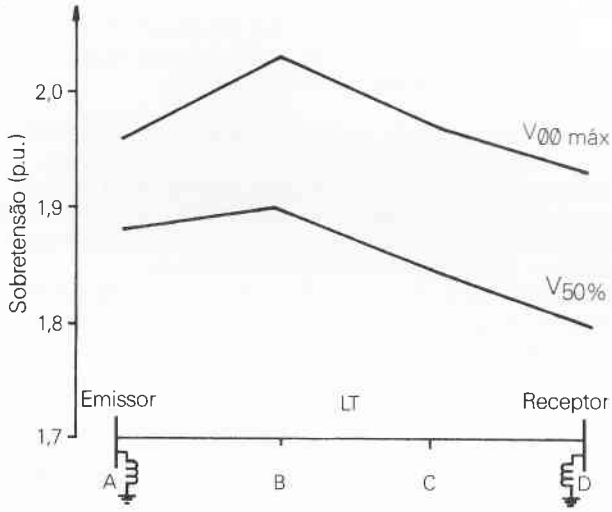
Para considerar a influência deste parâmetro, pode ser realizado um ajuste na forma de onda da tensão fase-neutro no ciclo em que ocorreu o pico fase-fase a uma dupla exponencial do tipo $(e^{-at} + e^{-bt})$, onde seria então facilmente determinado o tempo de crista (T_{cr}^+), com o qual, através de curvas U do tipo indicado na Figura 9.13, determinar-se-ia um fator de correção a ser aplicado à tensão crítica de descarga do "gap" condutor-condutor.

3.3 Perfil de Sobretensões

Quando é efetuada determinada manobra em uma linha de transmissão, devem-se registrar as sobretensões que se estabelecem ao longo da linha, ou seja, no início, em alguns pontos intermediários e no fim, uma vez que as sobretensões máximas nestes pontos são normalmente diferentes entre si. A Figura 14.19 ilustra um perfil típico de sobretensão, onde foram realizadas medidas em 4 localidades. Ao se considerar o perfil de sobretensão ao longo da linha no cálculo do risco de falha, está-se projetando seu isolamento de uma forma mais realista, ao invés de se considerar apenas o valor máximo geralmente registrado no final. Com a utilização dos perfis de sobretensões, é possível considerar diferentes trechos da linha, com determinado número de torres, submetido a diferentes valores de sobretensão.

Nas operações estatísticas, em cada uma das localidades escolhidas, são determinadas as respectivas distribuições estatísticas, com seus valores médios e desvios padrões. Na Figura 14.19 tem-se um exemplo deste tipo de registro.

Por último, convém ressaltar que, dependendo do tipo de isolação a ser projetada, se fase-neutro (condutor-estrutura) ou fase-fase (condutor-condutor), ambas as sobretensões devem ser registradas nos diversos pontos da linha, procurando-se também levantar os parâmetros indicados no item 3.1.



Pontos de Medição

Figura 14.19 - Perfil de Sobretensões

4. Suportabilidade dos Isolamentos

4.1 Distribuição das Tensões Disruptivas do Isolamento

A suportabilidade de uma isolação auto-recuperante, cadeia de isoladores ou das distâncias em ar, é descrita como uma distribuição de tensões de descargas, associada portanto, a uma probabilidade de descarga. Estas distribuições são levantadas a partir de testes realizados em modelos reais de torres, em laboratórios de EAT para diferentes tipos de solicitações (surtos atmosféricos, surtos de manobra e sobretensões à freqüência industrial). Esta característica estatística está relacionada com as flutuações aleatórias associadas com a física das descargas elétricas.

Quando um impulso atmosférico ou de manobra, de mesma forma de onda, é aplicado uma série de vezes em determinada isolação auto-recuperante em atmosfera controlada (sobre as mesmas condições ambientais), a isolação pode ou não suportar este impulso, ou ainda suportar ou descarregar para impulso subseqüente de magnitude maior. Este comportamento aleatório do isolamento somente permite definir um valor de tensão suportável em bases estatísticas.

A distribuição das tensões de suportabilidade é normalmente representada pela tensão crítica de descarga (U_{50}), correspondente àquela em que 50% das tensões aplicadas resultam em descarga, e por um desvio padrão (σ_d).

Numerosos resultados foram obtidos por esses métodos, o que permite a extrapolação de distâncias de isolamento para configurações semelhantes a estas já testadas. Contudo, a extrapolação destes resultados a novas configurações não ensaiadas parece ser difícil ou mesmo impossível, o que faz com que novos ensaios tenham de ser sempre realizados à medida que vão surgindo novas configurações.

Um aspecto importante é aquele referente às condições atmosféricas ambientais, ou seja, resultados de ensaios dielétricos realizados em ambientes fechados ou abertos devem ser corrigidos para as condições atmosféricas padronizadas pelas normas técnicas internacionais e posteriormente utilizados nos estudos de coordenação de isolamento de linhas.

Assim, chama-se P a probabilidade de observar a disrupção quando da realização de um ensaio dielétrico sobre uma distância no ar. Esta probabilidade é função do esforço aplicado (U) que neste caso é representado pela tensão aplicada ao espaçamento em ar.

O problema consiste em, a partir de resultados de várias séries de ensaios, estimar o valor de P(U). Para isso dá-se uma forma matemática à função P(U), dependente de um ou mais parâmetros e ajustam-se os valores destes parâmetros aos resultados experimentais. Ao mesmo tempo, verifica-se se a forma escolhida para P(U) representa bem os resultados obtidos. Na prática toma-se geralmente para P(U) uma lei de Gauss (normal) expressa pela relação:

$$P(U) = \frac{1}{\sigma_d \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{U} \exp. \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{U-U_{50}}{\sigma_d} \right)^2 \right] dU \qquad (14.27)$$

onde U_{50} é o valor da tensão para a qual a probabilidade de disrupção é igual a 50% e σ_d é o desvio padrão da lei P(U).

Atualmente, a flexibilidade e o alto rendimento dos modernos equipamentos de ensaios em dielétricos permite fazer de maneira precisa o controle da tensão aplicada, tendo como conseqüência a fácil determinação estatística da tensão com 50% de probabilidade de disrupção e da sua dispersão (desvio padrão σd), obtidas pelo método dos níveis constantes (constant level method) ou interpolação ou pelo método das subidas e descidas (up and down method).

A utilização destes processos permitiu o conhecimento do comportamento dielétrico das distâncias no ar, bem como a quantificação deste comportamento em função de vários parâmetros.

É difícil obter a partir de um simples teste um valor confiável de desvio padrão com uma limitada quantidade de tensões aplicadas. Seu valor depende da forma de onda, polaridade, geometria e condições do tempo. Para "gaps" não uniformes e surtos de manobra com forma de onda de tempo de crista crítico, o valor médio gira em torno de 5% a 6% do $U_{50\%}$ independente do nível de tensão. Mesmo se U_{50} e σ_d fossem determinados precisamente, o seu valor flutua por razões desconhecidas.

4.2 Suportabilidade a Sobretensões de Manobra

4.2.1 Principais Variáveis

O isolamento numa torre é de natureza bastante complexa, tanto no que diz respeito às fases externas como à fase central. Os arcos originados nos condutores ou nos anéis anti-corona podem atingir uma das estruturas (mísula ou partes laterais) quer diretamente pelo ar, quer contornando as cadeias de isoladores. O comprimento das cadeias de isoladores e as distâncias condutor-estruturas são os parâmetros que determinam a tensão disruptiva de uma torre.

A tensão de descarga a impulso de manobra mostra acentuada saturação com o comprimento de "gap" sendo sensível à geometria do eletrodo, à forma de onda e à polaridade da tensão aplicada.

Geometria

- O processo de descarga nos "gaps" longos é grandemente influenciado pela geometria. Se a geometria do eletrodo é de pequenas dimensões, a presença de planos aterrados é prejudicial, causando uma redução significativa na suportabilidade para surtos de manobra de polaridade positiva. Conseqüentemente, o tamanho físico de uma torre pode influenciar desfavoravelmente a tensão disruptiva da isolação, particularmente se a torre se aproxima de um plano aterrado. Já as torres de pequeno porte e mais leves têm sua suportabilidade maior, se comparadas com outras mais maciças com o mesmo comprimento de "gap".

Os anéis anti-corona e a configuração do feixe de condutores têm efeito discriminado na suportabilidade da cadeia de isoladores, algumas vezes diminuindo a tensão disruptiva.

Forma de Onda

- A influência da forma de onda da tensão aplicada na suportabilidade dos "gaps" é basicamente ditada pela frente de onda. Variando-se a duração da frente de onda, a tensão crítica de descarga (U_{50}) apresenta um valor mínimo para um dado valor de tempo-de-crista, o qual é essencialmente dependente do comprimento do "gap" e da geometria do eletrodo. Este valor corresponde ao que se chama de tempo de crista crítico (T_{crit}).

A Figura 14.20 mostra a dependência entre a tensão crítica de descarga (U_{50}) e o tempo de crista de onda; tais curvas são denominadas curvas U.

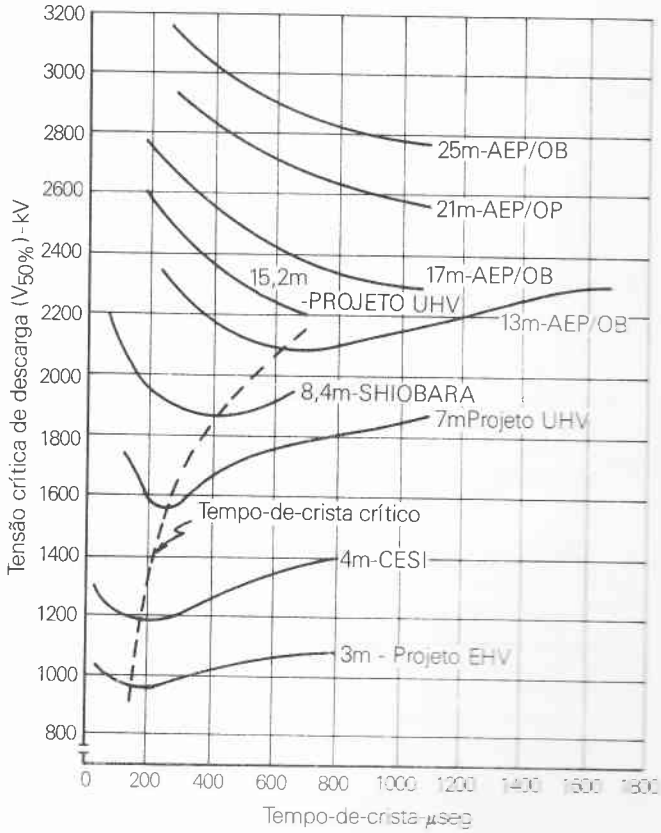
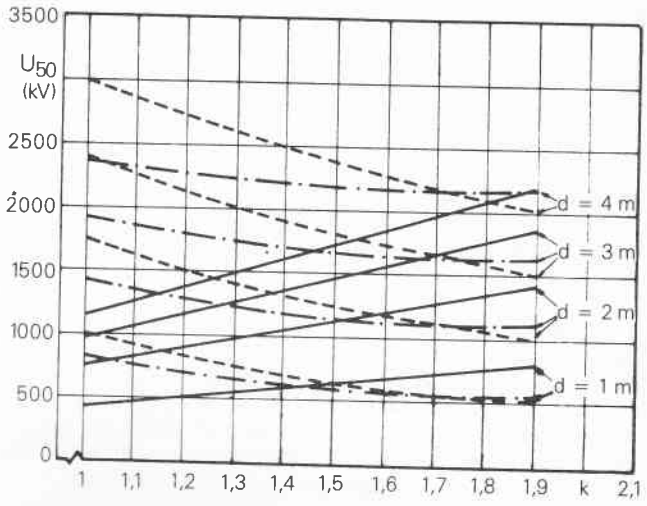
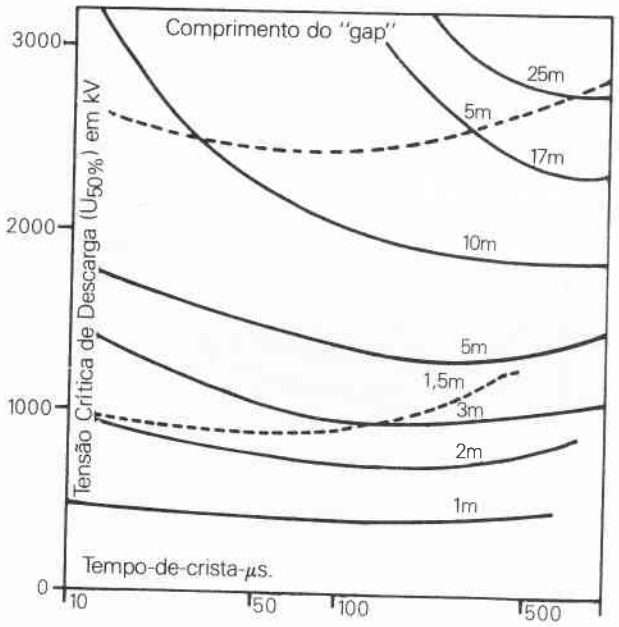


Figura 14.20 - Variação da Suportabilidade do "Gap" Haste-Plano em Função da Frente de Onda

Surto de Manobra (120/4000 μs)
Espaçamentos em Ar sem Cadeia de Isoladores



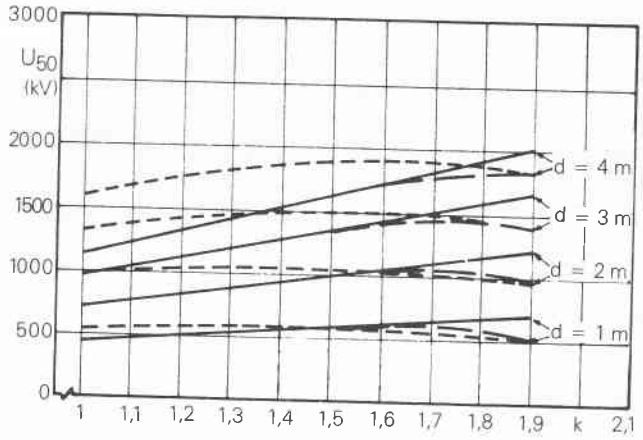
—— polaridade positiva - seco e sob chuva
------ polaridade negativa - seco
-·-·- polaridade negativa - sob chuva



—— Impulsos Positivos
------ Impulsos negativos

(a) Configuração Haste-Plano [20]

Surto de Manobra (120/4000 μs)
Espaçamentos em Ar com Cadeia de Isoladores



—— polaridade positiva - seco
—·— polaridade positiva-sob chuva
------ polaridade negativa - sob chuva

(b) Diferentes Fatores de "Gap" [18]

Figura 14.21 - Suportabilidade da Isolação em Ar para Impulsos de Manobra

Da Figura 14.20, três faixas de valores de tempo de crista podem ser estabelecidas:

a. $T_{cr} < T_{crit}$ - devido à pequena duração da frente, a descarga ocorre na cauda da onda

b. $T_{cr} = T_{crit}$ - a descarga ocorre na crista da onda

c. $T_{cr} > T_{crit}$ - a descarga ocorre na frente da onda

Quanto ao desvio padrão da tensão U_{50}, pode-se dizer que ele é menor para a frente crítica.

Polaridade

- A suportabilidade é também dependente da polaridade da onda da tensão aplicada. Para a maioria das configurações utilizadas, a suportabilidade frente a surtos de manobra de polaridade positiva é menor do que para surtos de polaridade negativa. A causa disso está no mecanismo da descarga, a qual é iniciada por "streamers" de polaridade positiva. Nos sistemas de potência, surtos de polaridade positiva e negativa ocorrem indistintamente, com a mesma amplitude e freqüência, mas pelo fato da suportabilidade a surtos de polaridade negativa ser maior que a positiva, é prática projetar o isolamento desprezando-se os surtos de polaridade negativa. Assim, as isolações fase-neutro das linhas e subestações, projetadas para suportar surtos de polaridade positiva, são muito pouco solicitadas por surtos de polaridade negativa.

A Figura 14.21 indica a tensão crítica de descarga em função do tempo de crista, dos fatores de "gap" (k) e em função do comprimento do "gap", para as diferentes polaridades.

4.2.2 Isolamento Fase-Neutro

Numerosos resultados de ensaios dielétricos em laboratórios para configurações com cadeias de isoladores em V, em I e configurações independentes para o "gap" condutor estrutura são disponíveis. Dentre os mais utilizados ressaltam-se os resultados dos testes conduzidos pelo projeto EHV-EPRI. Na Figura 14.22 é mostrada uma comparação da suportabilidade frente a surtos de manobra para várias configurações. Todas as curvas foram determinadas com impulsos de polaridade positiva para a onda crítica.

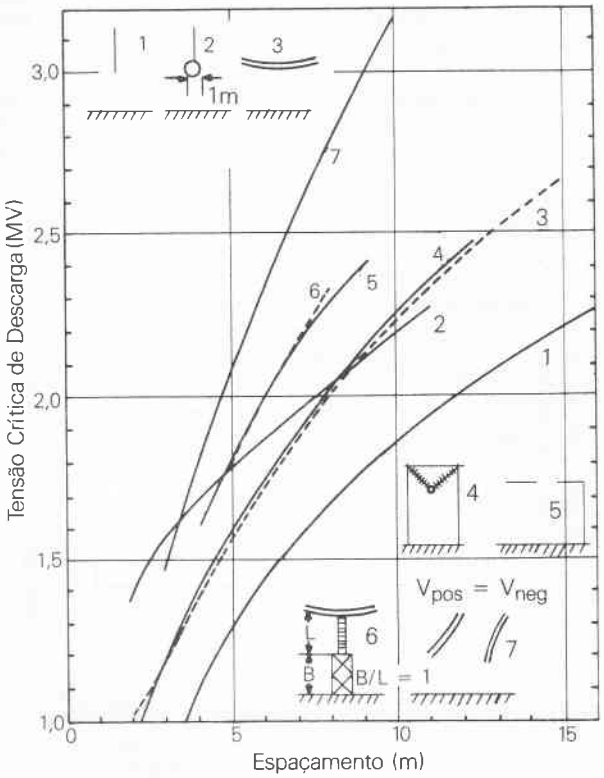


Figura 14.22 - Suportabilidade para Impulsos de Manobra - Onda Crítica de Polaridade Positiva [6]

A tensão crítica de descarga (U_{50}) para a configuração condutor-janela da torre é o mais importante para o projeto da torre, uma vez que é o "gap" mais fraco. Na Figura 14.22 a tensão U_{50} foi obtida para a configuração com a cadeia de isoladores arranjada em forma de V.

Os "gaps" das fases externas mostraram ser mais resistentes, aproximadamente 6%, quando comparados à janela, para espaçamentos menores que 5 metros e com tempo de crista menor do que 500 μs. Esta diferença diminui gradualmente à medida que as distâncias aumentam, sendo que, para distâncias maiores do que 7 metros, as fases externas e a janela da torre têm praticamente a mesma suportabilidade. Já para surtos de frentes longas aplicadas em torres com espaçamentos e espessura maiores, há evidências de que esta situação pode se reverter, e, conseqüentemente, a janela da torre poderá ser ligeiramente mais forte que a fase externa.

A presença de cadeias de isoladores em V não tem um efeito significativo tanto em condições a seco ou molhado. Sem a presença da cadeia de isoladores e suas ferragens, a suportabilidade entre o condutor e a torre

é maior em cerca de 4%. A presença de cadeias de isoladores verticais (em I) pode reduzir a suportabilidade em cerca de 5% em tempo bom e um pouco mais em tempo chuvoso.

Um outro parâmetro que tem uma influência razoável na tensão U_{50} e no caminho da descarga é o ângulo de saída do condutor na torre, conforme mostra a Figura 14.23.

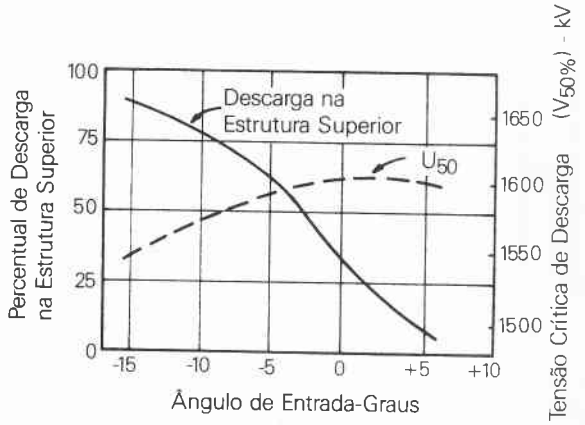


Figura 14.23 - Percentual de Descarga na Estrutura Superior e Tensão Crítica Disruptiva Versus Ângulo de Saída do Condutor na Torre - Janela de 4,6 m - Tempo de crista a 350 μs [6]

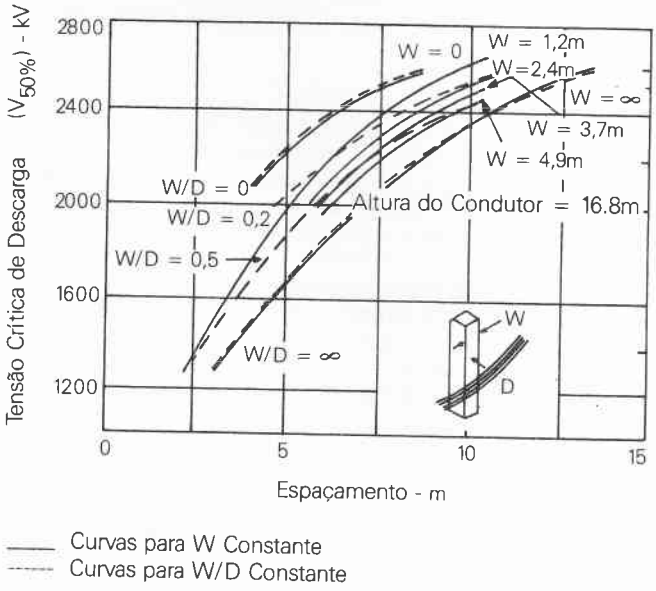


Figura 14.24 - Suportabilidade para Surtos de Manobra do "Gap" Condutor-Mastro para Diferentes Espessuras [6]

Já a espessura da torre (W) tem uma influência bem maior na suportabilidade do isolamento condutor externo-estrutura lateral e o condutor interno-janela. Para uma mesma distância condutor-torre, quanto maior a espessura da torre, menor será a suportabilidade do isolamento entre o condutor e a torre, conforme é mostrado na Figura 14.24.

A Figura 14.25 apresenta a curva de correção do espaçamento (D) em função dos resultados para a configuração condutor externo-estrutura lateral e condutor interno-janela numa torre de espessura W = 1.2 m. Nesta Figura, o fator de correção da espessura é indicado como função da razão entre a espessura da torre e o comprimento do espaçamento em ar (W/D). Tal curva foi obtida para uma configuração específica de torre (condutor-estrutura lateral) e pode ser aplicada como uma primeira aproximação para outras configurações. O uso deste fator de correção implica em se determinar a distância condutor-estrutura, associada a determinada espessura, que tenha a mesma tensão U_{50} da torre de referência com W = 1.2 m.

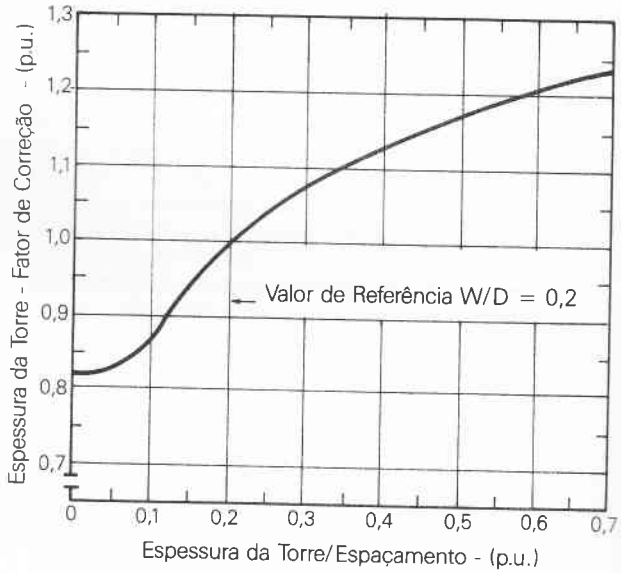


Figura 14.25 - Fator de Correção Devido à Espessura [6]

Outros laboratórios de EAT têm realizado testes de impulso de manobra com a finalidade de investigar a influência da diferentes formas de eletrodos em espaçamentos de ar. Os resultados destes testes têm permitido a determinação das características de suportabilidade de várias configurações típicas, como: ponta-plano, ponta-ponta, condutor-plano, condutor-estrutura etc. Várias tentativas têm sido feitas no sentido de se racionalizarem os resultados disponíveis da tensão disruptiva.

Paris e Cortina foram quem introduziram inicialmente o "método do fator de gap", que é largamente utilizado em projetos de isolamentos em EAT. Este método leva em consideração o efeito da configuração do eletrodo e se aplica a uma forma de onda específica (onda crítica ou uma onda fixa). Foi verificado nestes testes que, para a onda padrão de 250/2500 μs., dentro da faixa de 2 a 7 metros, a tensão crítica de descarga (U_{50}) para o "gap" ponta-plano poderia ser determinada de forma bem precisa através da fórmula semi-empírica a seguir:

$U_{50\ \text{ponta-plano}} = 500\ d^{0,6}$, onde a tensão é expressa em kV e a distância em metros.

O "método do fator de gap" é, portanto, um método empírico que tem o objetivo de fornecer uma opção para a pré-determinação da suportabilidade elétrica de uma configuração qualquer a partir da proporcionalidade entre a tensão disruptiva de um dado "gap" (U^k_{50}) e aquela do "gap" ponta-plano para uma mesma distância em ar. Esta formulação pode então ser expressa por:

$$U^k_{50} = k\ U_{50\ \text{ponta-plano}} \qquad (14.28)$$

Isto significa que a tensão crítica disruptiva para surtos de manobra de polaridade positiva (U_{50}), a seco, para qualquer configuração de espaçamentos em ar, pode ser obtida pela multiplicação da tensão U_{50} da configuração ponta-plano com o mesmo comprimento de "gap", pelo fator de "gap" k, o qual é função da geometria do eletrodo.

A Tabela 14.3, a seguir, ilustra os fatores de "gap" para diversas configurações de acordo com testes realizados.

Tais testes demonstraram que a suportabilidade do isolamento do "gap" é levemente reduzida quando são inseridos isoladores e é praticamente a mesma se for utilizada cadeia com configurações I ou V. São apresentadas nas Figuras 14.26 e 14.27 algumas curvas das principais configurações utilizadas nas linhas de transmissão, comparando-se ensaios a chuva e a seco, polaridade positiva e negativa.

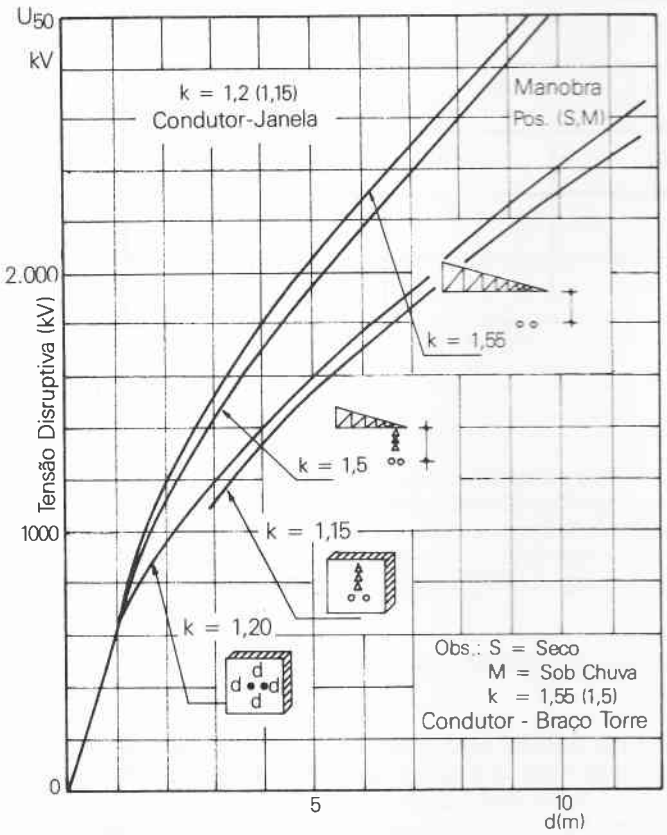


Figura 14.26 - Suportabilidade dos "Gaps" - Condutor-Cruzeta, Condutor-Janela

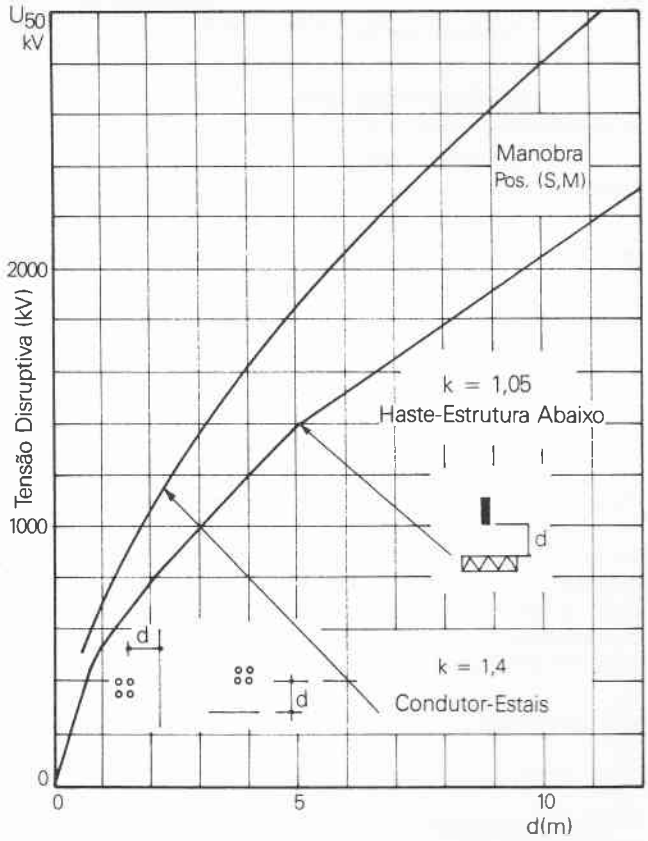


Figura 14.27 - Suportabilidade dos "Gaps" - Condutor-Estais, Haste-Estrutura

TABELA 14.3 - Fatores de "Gap" [18]

Tipo de Gap		Fator K	
		s/isoladores	c/isoladores
Haste - plano		1,0	1,0
Haste - estrutura (abaixo)		1,05	
Condutor plano		1,15	
Condutor - janela		1,20	1,15
Condutor - estrutura (abaixo)		1,30	
Haste haste (H = 3 m abaixo)		1,30	
Condutor estrutura (acima ater.)		1,35	1,30
Haste haste (H = 6 m abaixo)		1,40	1,30
Condutor-estais		1,40	
Condutor-braço torre		1,55	1,50
Condutor - haste (H = 3 m abaixo)		1,65	
Condutor - haste (H = 6 m abaixo)		1,90	
Condutor - haste (acima)		1,9	1,75

Com relação à validade da fórmula apresentada por Paris, há dúvidas quando aplicada a distâncias maiores, na faixa de UAT. Assim outras expressões foram propostas para a configuração de referência ponta-plano de modo a cobrir uma faixa maior de espaçamentos em ar. Gallet e Leroy apresentaram a expressão 14.29, válida para surtos de manobra de polaridade positiva com tempo de crista crítico e distância até 15 metros:

$$U_{50}\ \text{ponta-plano} = \frac{3400}{1 + 8/d}\ (\text{kV, m}) \qquad (14.29)$$

Testes mais recentes indicaram também uma expressão para a tensão crítica de descarga para espaçamentos na faixa de 13 a 30 m:

$$U_{50}\ \text{ponta-plano} = 1400 + 55\ d\ (\text{kV, m}) \qquad (14.30)$$

Para polaridade negativa com tempo de crista crítico, as seguintes fórmulas empíricas foram também determinadas:

$$\text{ponta-plano (0-15m)} \quad U_{50} = 1180\ d^{0,45} \qquad (14.31)$$

$$\text{condutor-plano (0-15m)} \quad U_{50} = 1260\ d^{0,45} \qquad (14.32)$$

Do exposto até agora, observa-se que a escolha do fator de "gap" é feita por uma simples inspeção da configuração em estudo, contudo, qualquer modificação na geometria da configuração pode acarretar mudanças no fator de "gap". Por esse motivo, foram desenvolvidas fórmulas generalizadas em função dos principais parâmetros geométricos. As equações a seguir aplicam-se na determinação da tensão disruptiva de espaçamentos

em ar para alguns tipos de configurações de linhas de transmissão para surtos de manobra de polaridade positiva e tempo de crista crítico, em condições atmosféricas padrões:

c. condutor-braço de torre - (Figura 14.28)

$$k = 1{,}45 + 0{,}015 \left(\frac{H}{D_1} - 6\right) + 0{,}35 \left(e^{-8\frac{S}{D_1}} - 0{,}2\right) +$$

$$+ 0{,}135 \left(\frac{D_2}{D_1} - 1{,}5\right) \qquad (14.33)$$

As variáveis na expressão acima são aplicáveis na faixa indicada a seguir:

$D_1 = 2$ a 10 m $\qquad S/D_1 = 0{,}1$ a $0{,}8$

$\frac{D_2}{D_1} = 1$ a $2 \qquad H/D_1 = 2$ a 10

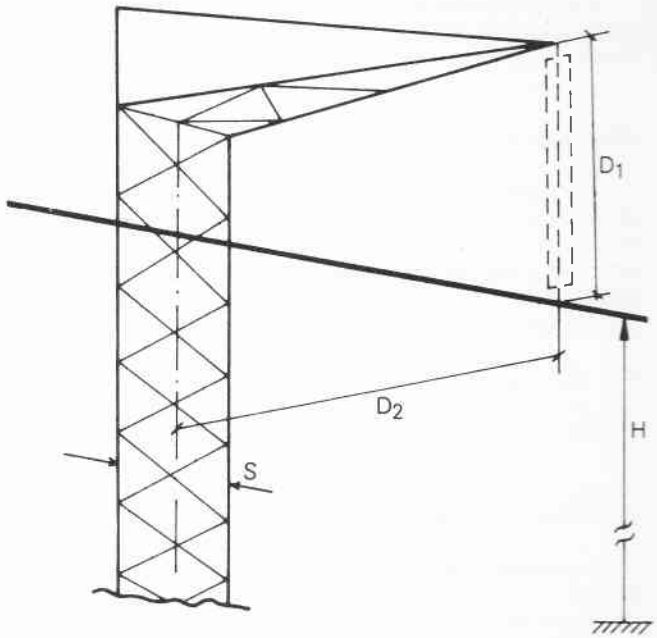


Figura 14.28 - Condutor Braço de Torre

condutor-janela da torre (Figura 14.29)

$$k = 1{,}25 + 0{,}005 \left(\frac{D}{H_1} - 6\right) +$$

$$+ 0{,}25 \left(e^{-8\frac{S}{D_1}} - 0{,}2\right) - 0{,}007 (D_1 - 5) \qquad (14.34)$$

Os parâmetros acima são válidos para as seguintes faixas de valores:

$D_1 = 2$ a 15 m $\qquad S/D_1 = 0{,}1$ a $0{,}8$

$H/D_1 = 2$ a 8

Pode-se ainda considerar a influência de parâmetros geométricos secundários como, por exemplo, influência do tipo do condutor, do comprimento do prolongador e dos isoladores, bastando para isso estabelecer correções nos fatores de "gap" (k):

Influência do tipo de condutor:

O fator de "gap", referido a uma distância D, medida do centro do feixe de condutores, aumenta ligeiramente com o número de subcondutores, de acordo com expressão:

$$k_{\text{feixe de condutores}} = k_{\text{condutor simples}} + 0{,}01\,(N - 2) \qquad (14.35)$$

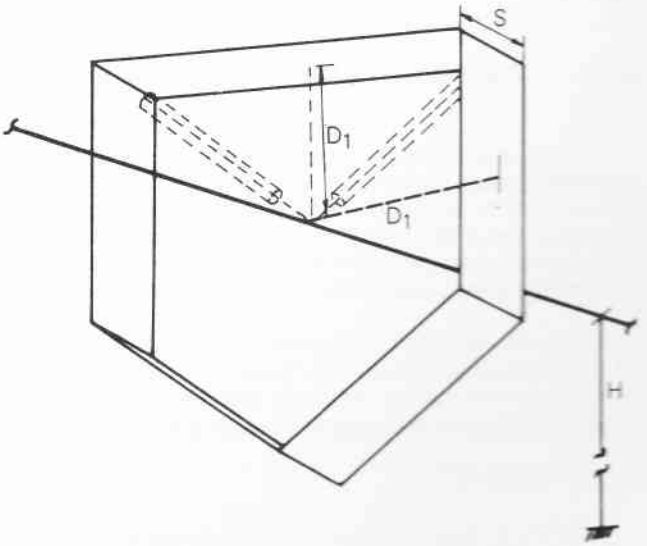


Figura 14.29 - Condutor-Janela da Torre

Esta expressão é válida para um número N de subcondutores entre 2 e 8 e espaçamento entre os subcondutores de cerca de 40-50 cms.

influência do prolongador:

A influência do prolongador é desprezível em cadeia de isoladores com configuração V se o comprimento da cadeia for maior que a distância condutor-estrutura (D_1). Em configurações com a cadeia I, o fator de "gap" é ligeiramente reduzido com o aumento do comprimento do prolongador (l), de acordo com a expressão:

$$k = k_{(l = 0)} - 0{,}4\, l/D_1 \qquad (14.36)$$

onde a relação l/D_1 deve ser menor ou igual a 0,2.

influência dos isoladores

A presença de isoladores, em condições à seco, produz uma distorção no campo geométrico dos eletrodos de alta-tensão e como conseqüência tem-se uma redução na tensão de descarga. Esta redução pode ser obtida através da seguinte expressão, para isoladores secos e limpos, nas condições atmosféricas padrões.

$$k_i = (0{,}85 + 0{,}15\, e^{-(k_0-1)}).\, k_0 \qquad (14.37)$$

Onde:

k_i = fator de "gap" com isoladores

k_0 = fator de "gap" sem isoladores

A expressão acima é válida na faixa de 1 a 1,5 para o valor de k_0.

4.2.3 Composição de "Gaps" Independentes

Caso o levantamento da tensão crítica de descarga seja feito através da fórmula semi-empírica proposta por Paris e Cortina, utilizando-se fatores de "gap" para configurações individuais e independentes, torna-se necessária a determinação da tensão crítica de descarga equivalente para a geometria da torre como um todo.

Supondo-se uma configuração como a da Figura 14.30, onde estão indicados 3 "gaps" independentes, pela fórmula de Paris com a cadeia na posição de equilíbrio, as tensões críticas de descarga para cada "gap" são:

$$U_{50}^1 = k_1\, 500\, d_1^{0,6}$$

$$U_{50}^2 = k_2\, 500\, d_2^{0,6}$$

$$U_{50}^3 = k_3\, 500\, d_3^{0,6}$$

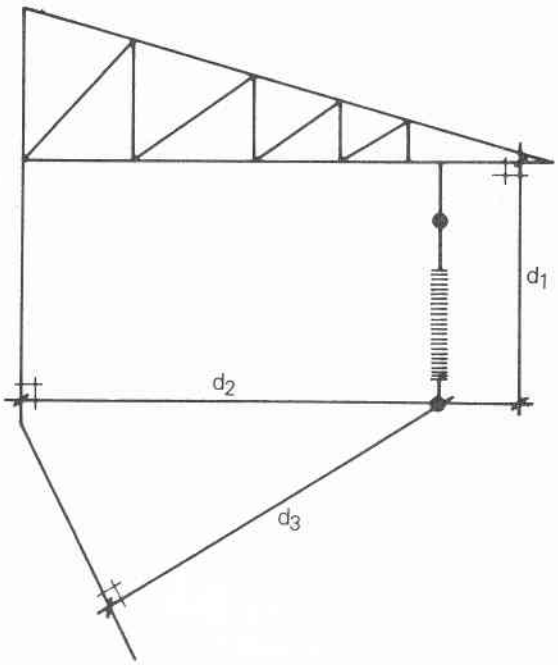


Figura 14.30 - Fase-Externa

Associando-se a cada "gap" uma curva normal, pode-se calcular a probabilidade de falha total do isolamento do "gap" composto para determinado surto de magnitude U, através da expressão 14.38, supondo-se independência total para todos os caminhos da descarga:

$$P_c = 1 - (1-P_1)\,(1-P_2)\,(1-P_3) \qquad (14.38)$$

onde P_i é a probabilidade de falha de cada "gap" individual.

Na Figura 14.31 são apresentadas as curvas normais de probabilidade de falha dos 3 "gaps" individuais e a curva da probabilidade composta, a partir da qual é determinado o valor da tensão U_{50} equivalente da configuração como um todo. Observa-se que esta curva não é normal (em papel probabilístico seria uma linha reta), e que se estaria incorrendo em algum erro, caso a partir dela as probabilidades de falha fossem calculadas associando-a também a uma normal com desvio padrão definido, principalmente na faixa de alta probabilidade de falha. Na figura está indicada a aproximação a uma curva normal na faixa de interesse do cálculo do risco de falha, ou seja, de baixa probabilidade de falha. Conforme se pode observar, nesta região a aproximação a uma Gaussiana é bastante razoável.

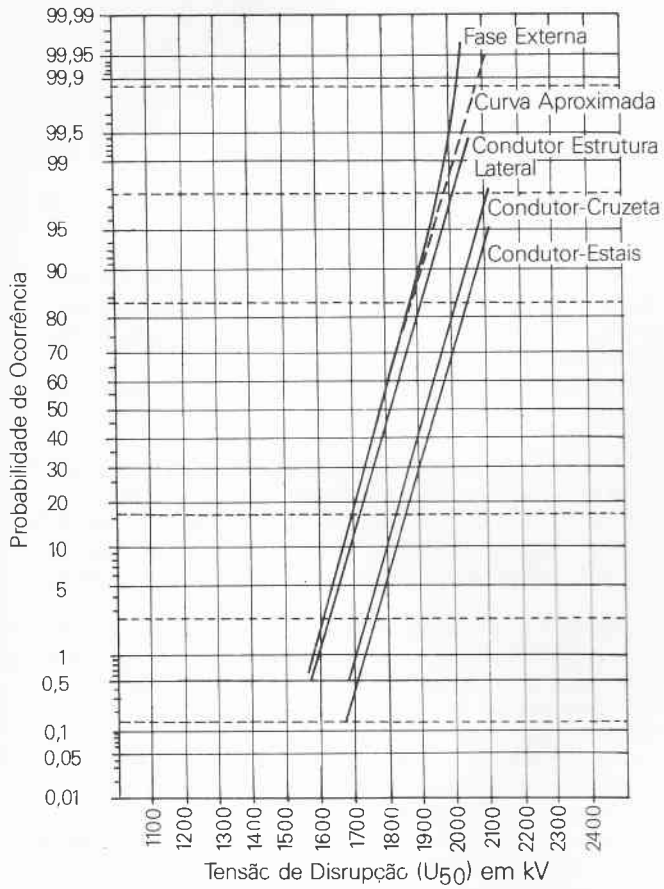


Figura 14.31 - Probabilidade de Ocorrência de Descarga em um "Gap" Composto

4.2.4 Isolamento Fase-Fase

O isolamento fase-fase ganhou importância maior, com o aparecimento das estruturas não convencionais, uma vez que tais configurações não possuem suporte metálico entre os condutores de cada fase; conseqüentemente, a definição da distância entre fases assumiu papel fundamental na compactação dessas torres. Convém ressaltar que as distâncias obtidas a partir deste estudo de coordenação de isolamento devem, contudo, ser compatibilizadas com critérios de gradiente elétrico.

A pesquisa da suportabilidade da configuração condutor-condutor tem sido estudada em diversos laboratórios de EAT: CESI-ENEL, IREQ, EdF e GE-EPRI. Neste item são mostradas essas diversas fontes de dados, que ainda estão sendo objeto de novos testes comprobatórios ou mesmo evoluindo no sentido de detectar e quantificar outras grandezas que influenciam no isolamento fase-fase. Dessa forma, novas equações empíricas têm sido propostas para o isolamento fase-fase.

A seguir, é descrita a influência de algumas grandezas envolvidas, tais como: distâncias entre fases e fase-terra, tipo de condutor, comprimentos e parâmetros que caracterizam as sobretensões.

Para melhor entendimento do comportamento dessa isolação, houve a necessidade de se definir o que se denominou fator α, ou seja, a relação entre a componente de polaridade negativa e a sobretensão fase-fase. Este fator indica o percentual da componente de polaridade negativa na sobretensão fase-fase, conforme é indicado na expressão 14.24 e 14.25.

Como a suportabilidade de um isolamento fase-neutro apresenta valores diferentes se for testada com ondas de polaridade positiva ou negativa, pode-se verificar que a suportabilidade condutor-condutor também apresenta valores diferentes em função do percentual da componente negativa, apresentando menor valor quando apenas a componente positiva estiver presente ($\alpha=0$), e o maior valor no caso contrário, ou seja, apenas com a componente negativa ($\alpha=1$).

Em suma, a suportabilidade do "gap" condutor-condutor é maior à medida que se aumenta a presença de um surto de polaridade negativa num dos condutores, logo a suportabilidade aumenta com o aumento do fator α.

A suportabilidade do espaçamento fase-fase é basicamente definida por 3 parâmetros principais, mostrados na Figura 14.32, que são:

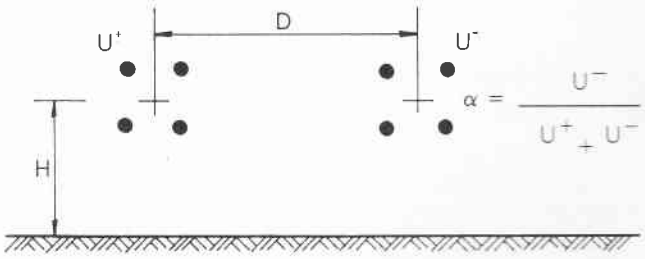


Figura 14.32 - Principais Parâmetros que Caracterizam a Suportabilidade Fase-Fase

Parâmetros principais

1 distância entre feixe de condutores, D

2 altura em relação ao solo, H

3 percentual da componente de polaridade negativa na tensão fase-fase total, caracterizado pelo fator α

Estas são as grandezas que mais diretamente influenciam o isolamento fase-fase. Outros parâmetros, chamados secundários, também o afetam e dentre estes podem-se destacar:

Parâmetros secundários

4 tempo de crista do impulso de polaridade positiva, T_{cr}^{+}

5 diferença dos instantes entre o pico de polaridade positiva e negativa, Δt

6 presença da 3ª fase

7 comprimento dos condutores

8 diâmetro do feixe de condutores

A seguir são mostrados as expressões propostas pelas entidades mencionadas acima para a suportabilidade fase-fase:

a. CESI/ENEL [25], [34]

Dentro do escopo do Projeto 1000 kV Italiano foi testada uma linha experimental de 1 km de comprimento, equipada com feixe de condutores, numa faixa de distâncias entre fases até 16 metros, tendo-se obtido a seguinte expressão:

$$(U^{-} + U^{-})_{50\%} =$$

$$= (1{,}3 + 0{,}5\,\alpha^{2})\,500 \cdot D^{0{,}6} \cdot \left\{1 - (0{,}25 - \frac{\alpha}{2})\,\frac{D}{H}\right\} \quad (14.39)$$

Posteriormente, dentro do âmbito do mesmo projeto, novos testes foram realizados no sentido de complementar os anteriores e investigar o efeito de outros parâmetros, como comprimento, diâmetro do feixe dos condutores e influência da presença da 3ª fase. Assim foi obtida a expressão 14.40, válida para o isolamento fase-fase propriamente dito, ou seja, ao longo de um vão, onde as distâncias em relação ao solo são bem maiores que as distâncias entre condutores. Tal expressão é aplicável dentro de uma faixa de distâncias entre 5 e 18 metros, com relação D/H entre 0,2 e 1, para valores fixos de tempo crista do impulso de polaridade positiva igual a $T_{cr}^{-} = 300\ \mu s$, com $\Delta t \approx 0$ e a relação V^{-}/V^{+} entre 0 e 1:

$$(U^{-} + U^{-})_{50} = \frac{640\ D^{0{,}6}\ (1 - 0{,}25\ D/H)}{1 - (0{,}14 - 0{,}54\ D/H)} \quad (14.40)$$

A expressão acima ajusta-se aos valores experimentais com uma precisão acima de 3%.

A pesquisa realizada no levantamento da expressão 14.40, sugeriu ainda que a referida equação poderá ser corrigida de modo a incluir a influência dos parâmetros secundários de uma forma genérica, sem, contudo, necessitar determiná-los em estudo de sobretensões. Assim:

— Com relação ao comprimento e diâmetro dos condutores a expressão acima é válida para um comprimento equivalente de 550 metros, logo, no caso de uma linha real, deve-se considerar como se ela fosse composta de n "gaps" em paralelo de 550 metros ($n = l/550$).

Quanto à influência do diâmetro dos condutores, tem sido verificado que a suportabilidade $(U^{+} + U^{-})_{50}$ cresce com o aumento do diâmetro do condutor positivo e decresce quando o diâmetro do condutor negativo aumenta. O aumento do diâmetro dos condutores positivo e negativo produz efeitos contrários e de certa forma tende a se compensar. Assim, pode-se assumir que a tensão de descarga entre as fases é aproximadamente independente do diâmetro dos condutores, principalmente devido ao fato de que o espaçamento entre fases é muito maior que o diâmetro dos mesmos.

— Como o processo de descarga é diferente para as componentes positiva e negativa, e geralmente este processo se inicia a partir do pólo positivo e avança em direção ao negativo, é a forma de onda da componente positiva a principal responsável pelo desenvolvimento da descarga. A forma de onda da componente negativa, por outro lado, tem muito pouca influência e não é usualmente considerada.

Assim, dada a importância do tempo de crista da onda de polaridade positiva, é proposto como correção um aumento de 5 a 10% na tensão $U_{50\%}^{+}$ devido ao fato de que a média da duração dos tempos-de-crista encontrados nas sobretensões de manobra é 3 a 5 vezes maior que o tempo crítico.

— Com respeito à influência da diferença entre os instantes de ocorrência dos picos de polaridade positiva e negativa da onda que compõem a sobretensão fase-fase (Δt), os testes demonstraram que quando o pico da componente de polaridade negativa precede o pico da componente de polaridade positiva (Δt positivo), de um intervalo em torno de 1 ms, a suportabilidade da componente positiva se reduz, quando se compara com o caso de impulsos sincronizados ($\Delta t = 0$), por

causa do efeito das cargas espaciais negativas. Testes indicam que essa redução de suportabilidade é tanto maior quanto maior for a magnitude da componente negativa. No caso de Δt negativo, onde o impulso negativo atinge o pico depois do positivo, sua influência na tensão U^+ é desprezível. A correção proposta é incluir uma redução do U^+_{50} de aproximadamente 10% para cobrir defasamentos no tempo (Δt) na faixa de 2 a 4 ms.

A Figura 14.33 apresenta alguns resultados dos testes referidos acima.

— Como os sistemas de transmissão de energia elétrica em corrente alternada são trifásicos, tem-se que, na ocorrência de uma sobretensão entre duas fases, a terceira fase apresentará também algum valor de sobretensão. Vários testes têm demonstrado que a presença da terceira fase influencia a suportabilidade do espaçamento entre as outras duas. De acordo com resultados recentes, esta influência é desprezível se a terceira fase estiver sem tensão ou com tensão positiva. Entretanto, quando estiver com tensão negativa, provoca uma redução na tensão U^-_{50}.

De acordo com os testes mencionados, a presença da terceira fase com substancial carga negativa acarreta uma redução na componente da suportabilidade de polaridade positiva (U^+_{50}) da ordem de 5 a 7%.

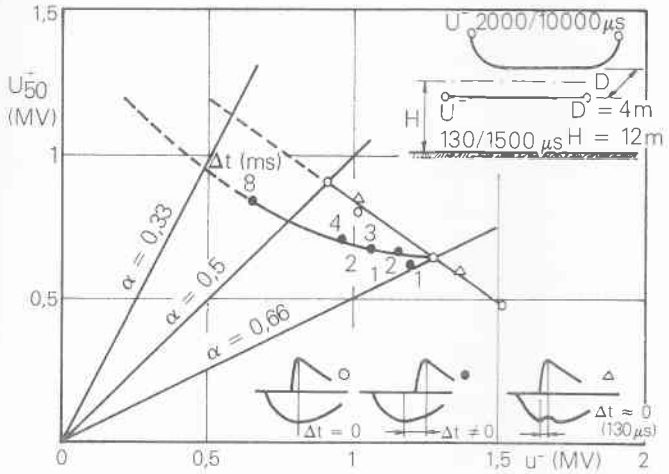


Figura 14.33 - Influência do Δt e da Distorção do Impulso na Suportabilidade Fase-Fase a Surtos de Manobra [25]

Tendo em vista os comentários anteriores, as distâncias fase-fase podem então ser determinadas aplicando-se as correções propostas na expressão 14.40, de forma conjunta ou individual.

Se se considerar a simultaneidade de todos os efeitos, isto significa uma redução de cerca de 10% na componente positiva U^+_{50}; conseqüentemente, a expressão da suportabilidade entre fases assume a seguinte forma:

$$(U^+ + U^-)_{50} = \frac{576\, D^{0,6}\,(1-0,25\, D/H)}{1-\alpha(0,23 + 0,49\, D/H)} \text{ (kV,m)} \qquad (14.41)$$

Com relação ao desvio padrão, os valores encontrados estão entre 2 e 3%.

b. EdF - Les Renardieres [22]

Testes também foram conduzidos no Laboratório de EAT da EdF para determinação da suportabilidade fase-fase, tendo sido proposta a seguinte fórmula válida para distâncias entre 2 a 22 metros:

$$(U^+ + U^-)_{50} = k \cdot \frac{3400}{1+8/d} \qquad (14.42)$$

onde k na expressão 14.42 é o fator de "gap" dado por:

$$k = (1,47+0,6\alpha^2) - (0,52-\alpha)\,(\frac{D}{H} - 0,5) \qquad (14.43)$$

Tais testes também confirmaram a influência, na suportabilidade, do tempo de crista da onda de polaridade positiva (T^+_{cr}), contudo não é proposto um fator de correção para fórmula (14.42), visto que ela foi obtida para valores de T^+_{cr} críticos. Foram constatados que a presença da 3ª fase como a ocorrência de Δt positivo tem influência desprezível.

O valor proposto para o desvio padrão é de 5%, apesar de indicar que este valor deve ser em torno de 3,5%, quando vários trechos são considerados em paralelo.

Convém salientar que a expressão (14.42) foi testada para o "gap" condutor-condutor com um comprimento de 10 metros, assim como anteriormente, para o cálculo das probabilidades de falha, deve-se levar em consideração que o comprimento real da linha deva ser dividido por 10, determinando-se o número total de "gaps" em paralelo.

c. GE-EPRI [6]

Dentro do âmbito do Projeto UHV foi testado o "gap" condutor-condutor com 360 metros de comprimento, tendo-se obtido a expressão (14.44) válida para distâncias entre fases de 4 a 10 metros:

$$(U^- + U^-)_{50} = A_0 + A_1(\alpha - 0{,}33) + A_2(\alpha - 0{,}33)^2 + A_3(D-4) + A_4(D-4)^2 + A_5(\alpha - 0{,}33)(D-4) \qquad (14.44)$$

Sendo D em metros, $(U^+ + U^-)_{50}$ em kV e:

$A_0 = 1708$

$A_1 = 532$

$A_2 = 40{,}4$

$A_3 = 269$

$A_4 = 9{,}81$

$A_5 = 132$

Para esta expressão vale a mesma observação para determinação do número de "gaps" em paralelo, ou seja, $n = l/360$, sendo l o comprimento total da linha.

Como comentários em relação aos testes realizados no âmbito desta pesquisa, destacam-se:

- A consideração de uma tensão negativa na 3ª fase (metade do valor da componente de polaridade positiva) provocou uma redução entre 8 e 10% na suportabilidade fase-fase.

Resultados mais recentes [35] encontraram 14% de redução na suportabilidade fase-fase quando a tensão na 3ª fase é de - 1,0 p.u., 5% para - 0,77 p.u. e nenhuma redução para - 0,52 p.u.. Como é provável que a tensão na terceira fase seja menor do que 0,5 p.u., deve-se considerar que o efeito da sua presença seja desprezível.

- Para o parâmetro Δt não é sugerida nenhuma correção na expressão proposta.

- Deve ser ressaltado que a expressão 14.44 foi obtida como tempo de crista da componente de polaridade positiva (T^+_{cr}) igual a 1000 μs. Portanto, difere das fórmulas apresentadas nos itens a e b que foram obtidas para T^+_{cr} críticos.

- O desvio padrão medido nestes testes foi em torno de 3%.

d. IREQ

Este laboratório, apesar de ter realizado vários testes em isolamento fase-fase, não sugeriu nenhuma expressão e utiliza a mesma expressão da EdF.

5 Desempenho Elétrico do Isolamento frente a Surtos de Manobra - Cálculo do Risco de Falha Final

O desempenho elétrico do isolamento quando submetido a surtos de manobra é determinado a partir do cálculo do risco de falha, utilizando-se qualquer um dos métodos descritos no capítulo 9, "Métodos de Coordenação de Isolamento".

Conforme lá descrito, o risco de falha da configuração da torre é determinado a partir das distribuições de sobretensões ao longo da linha e das distribuições de tensões suportáveis dos "gaps" envolvidos (método estatístico), ou comparando-se individualmente as várias sobretensões registradas ao longo da linha com a suportabilidade de determinado "gap" (método "shot-by-shot"). Através desses métodos, o risco de falha é calculado para as condições atmosféricas padrões e não leva em consideração a atuação do vento no deslocamento das cadeias.

Conforme é visto no item 2, a influência dos efeitos meteorológicos e do vento está diretamente ligada com a suportabilidade dos "gaps", logo, para se considerar estes efeitos é preciso corrigir a tensão crítica de descarga (U_{50}); conseqüentemente, toda a distribuição de tensões suportáveis estará corrigida. Para considerar os efeitos do clima, utiliza-se o FCA e para incluir o efeito do vento calculam-se as distâncias das partes energizadas (condutor) à estrutura (no caso de cadeia em I), associadas a determinado ângulo de balanço, conforme é mostrado na Figura 14.34 e em seguida a tensão U_{50} nestas condições.

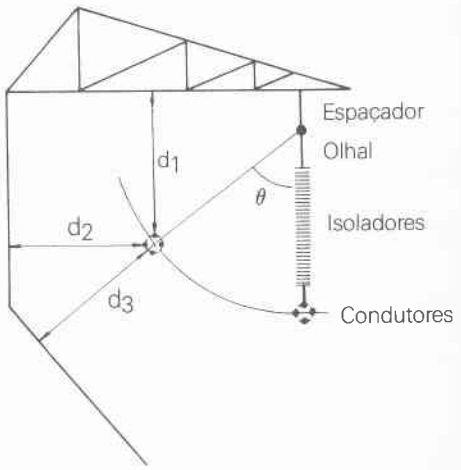


Figura 14.34 - Deslocamento da Cadeia Devido à Ação do Vento

Portanto, na ocorrência de uma determinada operação de chaveamento, a sobretensão a ela associada pode ocorrer em determinadas condições atmosféricas (i), caracterizadas por determinado FCA(i) e sob específico ângulo de balanço(j) da cadeia de isoladores. Assim, a probabilidade total do risco de falha pode ser determinada levando em consideração todas as possíveis condições atmosféricas observadas na região atravessada pela linha, caracterizadas pelo histograma de FCA e todos os possíveis ângulos de balanço, associados às suas freqüências de ocorrência.

As freqüências de ocorrências das distribuições do FCA (FREQ1) e do ângulo de balanço (FREQ2) são parâmetros necessários no processo descrito a seguir.

5.1 Como Considerar as Condições Meteorológicas

Sabendo-se que $U_{50\ ambiente} = U_{50\ padrão} \times FCA$, o cálculo do risco de falha para todos os valores de tensão crítica de descarga associado às várias situações climatológicas é a média ponderada dos riscos com a freqüência de ocorrência (FREQ1) do FCA (vide Figura 14.5).

$$R_{FCA} = \frac{\sum_{i=1}^{k} R_{(i)} \times FREQ1_{(i)}}{\sum_{i=1}^{k} FREQ1_{(i)}} \qquad (14.45)$$

Onde:

R_{FCA} - é o risco de falha total da linha em estudo, considerando apenas uma posição de ângulo de balanço, mas considerando todas as situações climatológicas, associadas às freqüências de ocorrências destas situações.

$R_{(i)}$ - é o risco de falha para a "situação i" baseado na expressão:

$$R_i = \int_0^{\infty} f_0(U) \cdot (1-(1-P_t(U))^n)\, dU \qquad (14.46)$$

n - é o número de torres em paralelo

Se o método a ser utilizado for o "Sort-by-shot", é considerada a expressão 9.30.

$FREQ1_{(i)}$ - freqüência de ocorrência do valor do FCA na "situação i"

k - número de situações (i). Entende-se por "situação i" uma determinada condição metereológica caracterizada por um valor de FCA.

É importante ressaltar que o risco de falha calculado pela forma indicada assume que toda a linha está sujeita à mesma condição atmosférica, portanto a um mesmo valor de FCA.

5.2 Como Considerar as Condições de Ângulo de Balanço

Como a tensão crítica de disrupção varia em função do comprimento dos "gaps" e, como estes variam como o ângulo de balanço, é necessário computar, como da forma anterior, todas as situações de ângulo de balanço, associadas às suas respectivas freqüências de ocorrência ao longo do tempo, considerado como o universo característico de uma determinada região (vide histograma de ângulo de balanço na Figura 14.13). Assim:

$$\text{Risco total final} = \frac{\sum_{j=1}^{m} R_{FCA\,(j)} \times FREQ2_{(j)}}{\sum_{j=1}^{m} FREQ2_{(j)}} \qquad (14.47)$$

Risco total final – é a probabilidade de falha total da linha em estudo, considerando todas as situações climatológicas e todas as situações de ângulos de balanço. É a média ponderada dos riscos R_{FCA} com a freqüência de ocorrência de determinado ângulo de balanço (FREQ2)

$R_{FCA(j)}$ – definido anteriormente como sendo o risco de falha total para a "situação j"

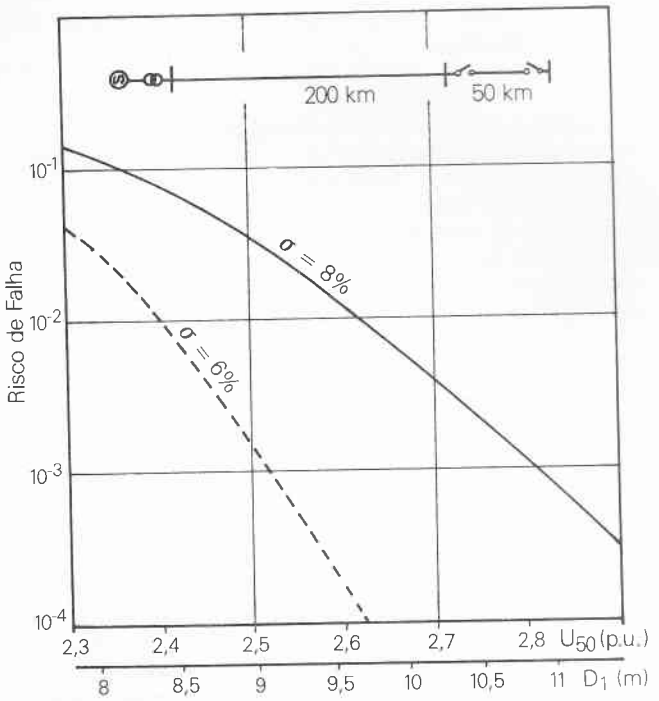
$FREQ2_{(j)}$ – freqüência de ocorrência de determinado ângulo de balanço na "situação j"

m – número de "situações j". Entende-se por "situação j", uma determinada velocidade de vento caracterizada por um ângulo de balanço

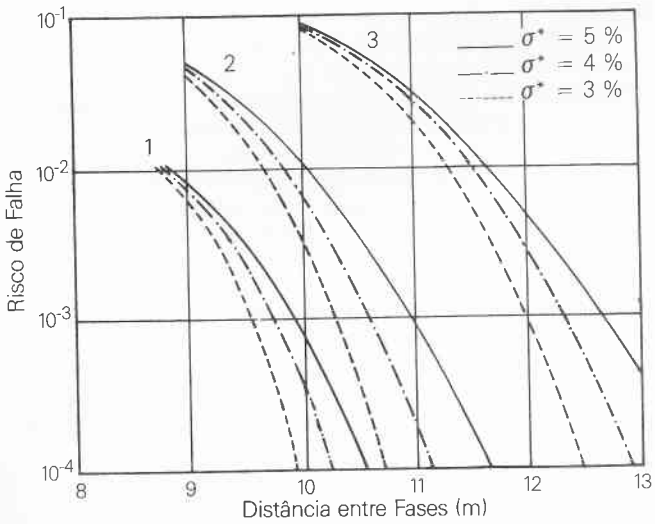
A expressão geral do algorítmo de cálculo do risco total assume a seguinte forma:

$$\text{Risco de falha total} = \frac{\sum_{j=1}^{m} \left[\frac{\sum_{i=1}^{k} R_{(i)} \cdot FREQ1_{(i)}}{\sum_{i=1}^{k} FREQ1_{(i)}} \right]_{(j)} \times FREQ2_{(j)}}{\sum_{j=1}^{m} FREQ2_{(j)}} \qquad (14.48)$$

A expressão (14.48), dependendo do tipo de sobretensão utilizado, se fase-neutro ou fase-fase, se por fase ou máxima entre as três fases, permite calcular o risco de falha total correspondente.



(a)



1 Religamento monofásico
2 Energização
3 Religamento trifásico

(b)

Figura 14.35 - Risco de Falha Fase-Neutro (a) e Fase-Fase (b)

A Figura 14.35 ilustra curvas de distâncias de isolamento condutor-estrutura e condutor-condutor versus risco de falha, considerando diferentes tipos de manobras.

Finalmente na Figura 14.36 encontram-se os resultados do estudo de coordenação de isolamento de uma torre não-convencional (torre trapézio) para a tensão de 765 kV, incluindo os critérios de desempenho a tensão máxima operativa (TMO) e a surtos de manobra (STM).

6 Conclusões

Do exposto conclui-se que, se os fatores que influenciam no dimensionamento do isolamento da linha (solicitação, suportabilidade, dados meteorológicos e metodologia para o cálculo do risco de falha) forem cuidadosamente manipulados, pode-se otimizar a configuração da torre, conseqüentemente não só minimizando os custos da linha, como aumentando a sua capacidade de transmissão, como no caso das linhas compactas. A partir de critérios pré-estabelecidos, do risco de falha da linha, a metodologia estatística apresentada pode ainda ser aplicada às linhas existentes, no sentido de reestudar um possível aumento de sua tensão de operação.

Cabe mencionar que esta análise quanto ao desempenho a surtos de manobra não levará a um resultado final sobre o isolamento da linha ou mesmo sobre sua silhueta final, a qual deve ser compatibilizada com o adequado desempenho quanto a descargas atmosféricas, quanto à operação a tensão máxima operativa, no que diz respeito à poluição e com os critérios de gradiente elétrico (corona).

Por último, deve-se ainda averiguar a adequabilidade desta configuração final quanto aos trabalhos de manutenção em linha viva, no sentido de estabelecer distâncias de segurança para o homem.

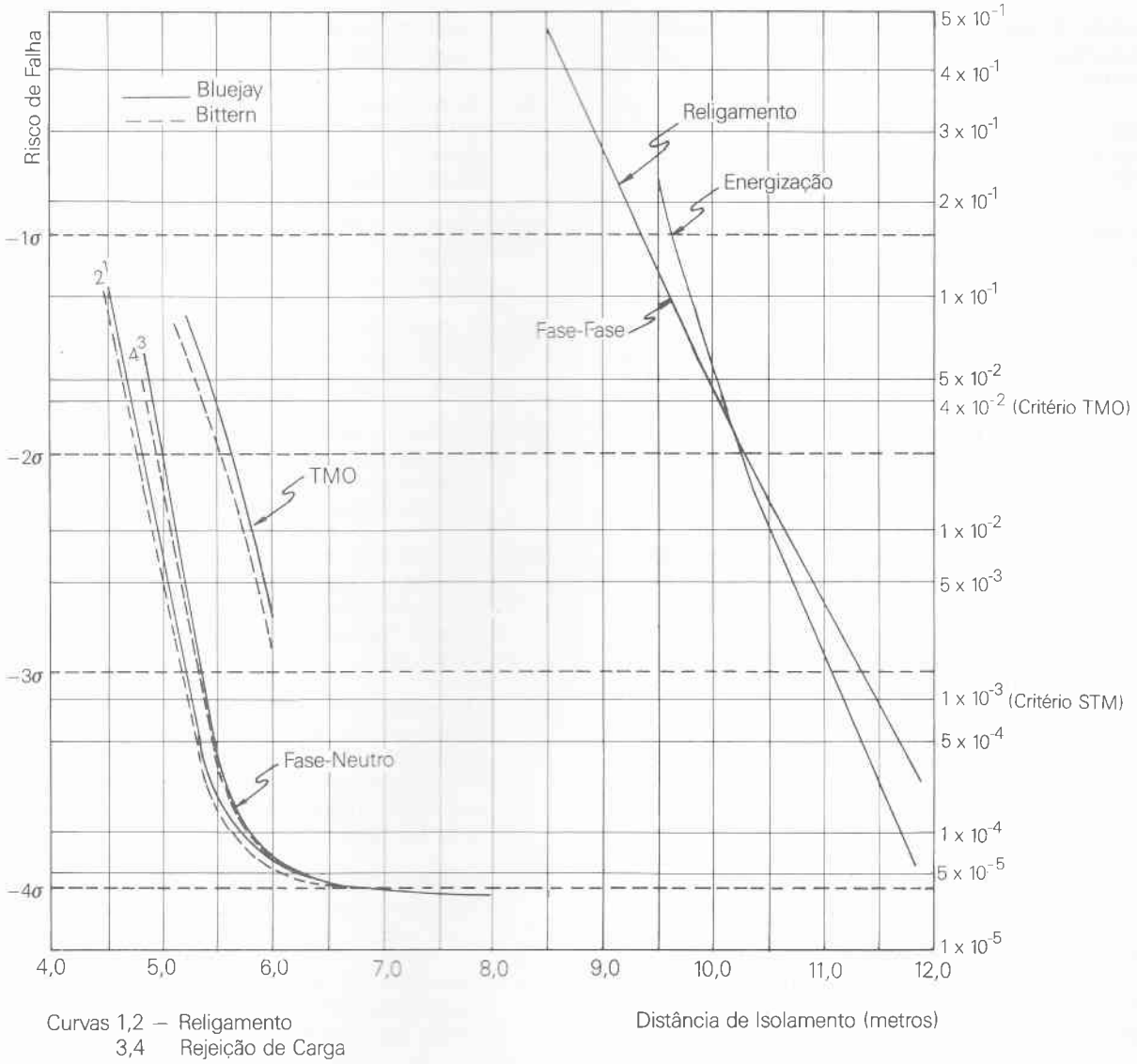


Figura 14.36 - Estudos de Coordenação de Isolamento da Torre Trapézio 765 kV

7 Bibliografia

[1] Paris, L - "New Trends in Insulation Coordination Application of new IEC Specification" - ASEA Journal 1971, Vol. 44, nº 5, p. 147.

[2] Norma ABNT - "Técnicas de Ensaios de Alta Tensão" - NBR 6936.

[3] EHV Transmission Line Reference Book, Edison Electric Institute, 1968, Capítulo 6.

[4] Annestrand, S, Bossuyt, E. F & Reppen, N. D. - "Insulation Performance Analysis of a 500 kV Transmission Line Design" - IEEE Transactions, Vol. PAS-89, nº 3, March 1970, p. 429.

[5] Zaffanela, L.E. et al. - "Guide for Application of Insulators to Withstand Switching Surges" - paper T74 347-1 - IEEE PES Summer Meeting & Energy Resources Conf. Anaheim, Cal., July 14-19, 1974.

[6] Transmission Line Reference Book 345 kV and Above - Electric Power Research Institute - Segunda edição.

[7] Kucera, J., Liao, T.W. & Rohlfs, A. F. - "Atmosferic Correction Factors for High Voltage Testing - CIGRÉ Electra nº 21, p. 74.

[8] Harada, T et al. - "Influence of Air Density of Flashover Voltages of Air Gaps and Insulators" - IEEE Vol. PAS-89, nº 6, July/August 1970.

[9] Harada, T et al. - "Influence of Humidity on Lightning and Switching Impulse Flashover Voltages" IEEE Vol. PAS-90, nº 4, July/August 1971.

[10] Phillips, T. A., Robertson, L.M. et al. - "Influence of Air Density on Electrical Strength of Transmission Line Insulation" IEEE - Vol. PAS-86, nº 8, August 1967

[11] Brooks, D. B. - "Psycometric Charts" - U.S. Department of Comerce Bureau of Standards Miscellaneous Publication nº 143.

[12] McIntosh, D.H. and Thom, A.S. - "Essentials of Meteorology" The Wykeham Science Series 1969, p. 15.

[13] Kucera, J & Fiklik, V - "Correction of Switching Impulse Flashover Voltages for Air Humidity" IEEE-Vol. PAS-89, nº 3, March 1970.

[14] Dillard, J.K. & Hileman, A.R. - "UHV Transmission Tower Insulation Tests" - IEEE Vol. 89 pp. 1772.1784, February 1970.

[15] Kassakian, J.G. & Otten, D.M. - "On the Suitability of a Gaussian Stress Distribution for a Statistical Approach to Line Insulation Design" - IEEE, Vol. PAS-84, nº 5, September/October 1975.

[16] Brown, G.W. - "Determination of Critical Flashover Voltage and Standard Deviation from Flashover Probability data" IEEE, Vol. PAS-88, nº 3, March 1969, pp. 189.

[17] Paris, L. - "Influence of Air Gap Characteristics on Line to Ground Switching Surge Strength" IEEE, Vol. PAS-86, pp. 936-947, August 1967.

[18] Paris, L. & Cortina, R. - "Switching and Lightning Impulse Discharge Characteristics of Large Air Gaps and Long Insulator Strings" IEEE, Vol. PAS-87, nº 4, April/68.

[19] Gallet, G. & Leroy, G. - "Expression for Switching Impulse Strength Suggesting a Highest Permissible Voltage for A.C. Systems" Conference Paper IEEE C73 408-2.

[20] Gallet, G., Leroy, Lacey & Kromer - "General Expression for Positive Switching Impulse Strength Valid up to Extra Long Air Gaps" IEEE, Vol. PAS-94, nº 6, November/December 1975.

[21] Phase-Phase Insulation Coordination - CIGRÉ - Electra nº 64 - May 1979.

[22] Archambault, J.J., McGillis D., Snider L.A. "Phase to-Phase Insulation Coordination in EHV and UHV System" - Canadian Electrical Association, Montreal, March 1980.

[23] Thione L. - "The Dielectric Strength of Surge Air Insulation" - Surges in High-Voltage Networks - Edited by K. Ragaller

[24] G. Gallet, B. Hutzler, J.P. Run - "Analysis of the Switching Impulse Strength of Phase-to-Phase Air Gaps" - IEEE Vol. PAS-97, March/April 1978

[25] Cortina R., Nicolini P., Pigini A., Thione L. - "Space Occupation of EHV and UHV Transmission Line as Affected by the Switching Impulse Strength of Phase-to-Phase Insulation" - CIGRÉ 1981 - Stockholm.

[26] Archambault, J.J., Guertin, M.B. & McGillis, D. - "Insulation Coordination Standardization an Application Guide" - Canadian Electrical Association System Planning and Operation Section Montreal, March 1972.

[27] Menemenlis, C. & McGillis, D. - "Air Insulation of EHV and UHV Transmission Systems with Particular Reference to Hydro Quebec's 735/765 kV Network" - Pan American Congress of Mechanical, Electrical and Allied Engineering Branches, Bogota, August 12 to 18, 1973.

[28] Anderson, J.G. & Barthold, L.O. - "Metifor A Statistical Method for Insulation Design of EHV Lines" - IEEE, Vol. PAS-83, March 1964, p. 271.

[30] Anderson, J.G. & Thompson, R.L. - "The Statistical Computation of Line Performance Using METIFOR" - IEEE, Vol. PAS-85, nº 6, p. 677.

[31] "Insulation Coordination" - International Electrotechnical Comission - 1972.

[32] Norma ABNT - Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento.

[33] Esmeraldo P.C.V., Nora Dias, L.E., Guimarães, E.B. - "Desempenho de Surtos de Transmissão Quanto a Surtos de Manobra - Parte I e II" - IV SNPTEE - RJ.

[34] Cortina R., Taschini A., Carrara G., Thione L. - "1 km UHV Test-Line: Preliminary Phase-to-Phase Switching Impulse Tests" - CIGRE 1978 - Paris

[35] Rohlfs A.F., Schneider H.M. - "Switching Impulse Strength of Compared Transmission Line Flat and Delta Configurations" - IEEE Vol. PAS-102, nº 4 April 1983.

APÊNDICE I

Cálculo da Umidade Absoluta (h)

Define-se razão da umidade ou umidade específica do ar, como a razão entre a massa de vapor d'água e a massa de ar seco.

Admitindo-se que se comportem como gases perfeitos, o ar seco e o vapor d'água, têm-se as seguintes expressões da umidade:

$$W = \frac{m_v}{m_a} = \frac{V_a}{V_v} = \frac{P_v \cdot R_a}{P_a \cdot R_v} \qquad (A.1)$$

sendo P a pressão atmosférica e os índices a e v referentes, respectivamente, ao ar seco e ao vapor d'água.

Se a expressão acima é aplicada para uma mistura de ar, usando

$$R_a = 29{,}29 \ \frac{kgm}{kg\,°k} \text{ e } R_v = 47{,}09 \ \frac{kgm}{kg\,°k}$$

como sendo as constantes do ar seco e do vapor d'água, tem-se:

$$W = \frac{29{,}29}{47{,}09} \cdot \frac{P_v}{P_a} = 0{,}622 \ \frac{P_v}{P_a} \qquad (A.2)$$

Considerando, também, a equação característica dos gases perfeitos:

$$P_a V_a = \frac{\bar{R}}{M_a} T_a \qquad (A.3)$$

Onde:

P_a - pressão do ar seco (atm)

V_a - volume específico $\left(\frac{dm^3}{g}\right)$

M_a - massa molecular $\left(M_a = 28{,}966 \ \frac{lb}{mol}\right)$

$\bar{R}$ - constante universal dos gases

$$\left(\bar{R} = 0{,}0806 \ \frac{atm \,.\, dm^3 \,.\, mol}{g\,°k}\right)$$

$$P_a = \frac{0{,}08206}{28{,}966} \times \frac{T_a}{V_a} = 0{,}002833 \ \frac{T_a}{V_a} \text{ (atm)} \qquad (A.4)$$

Generalizando para uma temperatura t°C, tem-se:

$$P_a = 0{,}002833 \ \frac{(273 \times t)}{V_a} \text{ (atm)} \qquad (A.5)$$

Substituindo a expressão (A.5) em (A.1):

$$W = \frac{0{,}622}{0{,}002833} \cdot P_v \cdot \frac{V_a}{(273 + t)}$$

Onde:

P_v - pressão do vapor d'água em atm

V_a - volume específico $\left(\frac{dm^3}{g}\right)$

t° - °C

$$W = 219{,}557 \ \frac{P_v \cdot V_a}{273 + t} \qquad (A.6)$$

$$\left(\frac{W}{V_a}\right)_{g/m^3} = 219557 \cdot \frac{P_v}{273 + t} \qquad (A.7)$$

Expressando P_v em pol . Hg:

$$\left(\frac{W}{V_a}\right)_{g/m^3} = 7337{,}889 \cdot \frac{(P_v) \text{ pol . Hg}}{(t + 273)\,°C} \qquad (A.8)$$

Considerando as temperaturas padrões das normas IEC e ANSI, têm-se:

$$\text{IEC} \quad t = 20\,°C \quad \left(\frac{W}{V_a}\right)_{g/m^3} = 25{,}044 \ P_v \text{ (pol . Hg)}$$

$$(h \cong 25 \ P_v) \qquad (A.9)$$

$$\text{ANSI} \quad t = 25\,°C \quad \left(\frac{W}{V_a}\right)_{g/m_3} = 24{,}62 \ P_v \text{ (pol . Hg)} \qquad (A.10)$$

Portanto assume-se que a relação para ambas as normas é aproximadamente:

$$h = 25 \ VP \qquad (A.11)$$

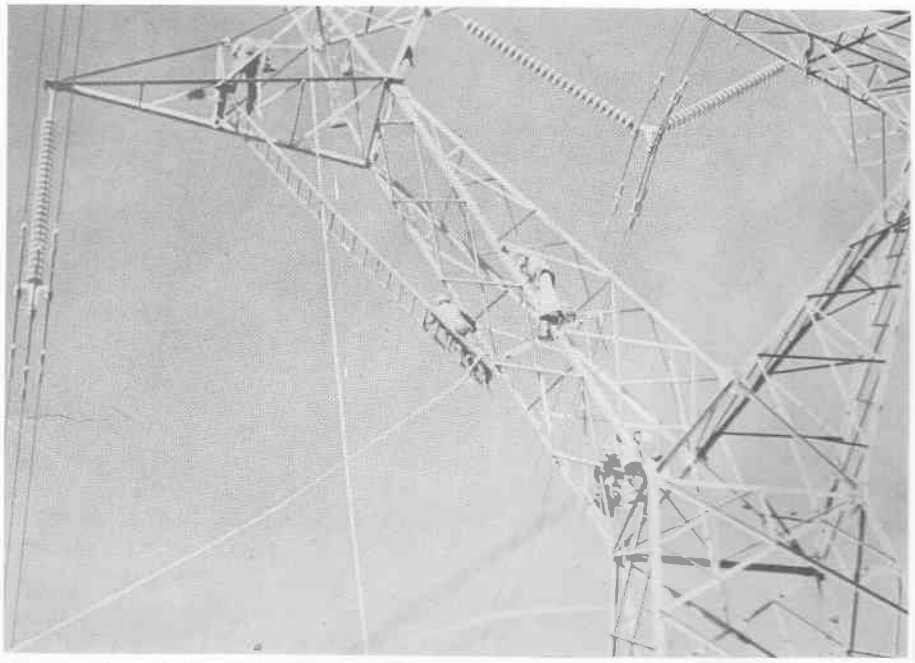
h - umidade absoluta em g/m^3

VP - pressão do vapor d'água em pol . Hg

Capítulo 15

Cálculo das Distâncias de Segurança para Manutenção em Linha Viva

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo



Manutenção em Linha Viva - Torre de 500 kV - FURNAS

1 Introdução

Com a implantação de sistemas de transmissão com tensões cada vez mais elevadas, tornou-se possível transmitir grandes blocos de potência por um número cada vez menor de linhas. Nesta situação ou em outras em que a operação contínua das linhas é muito importante para a confiabilidade do sistema, tornou-se então necessário estabelecer um programa de manutenção em linha viva, de modo a não interromper a continuidade de serviço, dada a importância da potência transmitida por estas linhas.

Neste caso, os espaçamentos entre os condutores e a torre, calculados anteriormente, através dos desempenhos a tensão máxima operativa, a surtos de manobra e a descargas atmosféricas, deverão ser reavaliados em função dos requisitos de segurança exigidos durante os trabalhos de manutenção.

2 Métodos e Serviços a Executar

2.1 Métodos

A manutenção em linha viva pode ser basicamente dividida nas seguintes categorias, considerando-se os meios utilizados para o homem executar o serviço:

2.1.1 Manutenção ao Potencial da Terra

Por este método o homem permanece ao potencial da terra, utilizando instrumentos isolados. O homem fica localizado na torre ou qualquer outra plataforma de trabalho não isolada. Esse método é de execução mais difícil que o indicado abaixo no item 2.1.2, devido à necessidade de manipulação de varas de manobra para os trabalhos de manutenção (vide Figura 15.1).

2.1.2 Manutenção ao Potencial da Linha

Por este método o homem é colocado em contato direto com os condutores energizados no local onde o trabalho é executado, e o homem fica isolado de objetos aterrados. Esse método permite, portanto, o contato direto do homem com as ferragens e isoladores em manutenção, o que facilita a execução dos trabalhos, conforme é mostrado na Figura 15.2.

Observa-se que este método de contato direto vem sendo executado por diversas companhias, por exemplo, Hydro Quebec, AEP e FURNAS, em linhas de 345 kV CA, 500 kV e até em linhas de 750 kV. Esse método também é perfeitamente aplicável para linhas de corrente contínua.

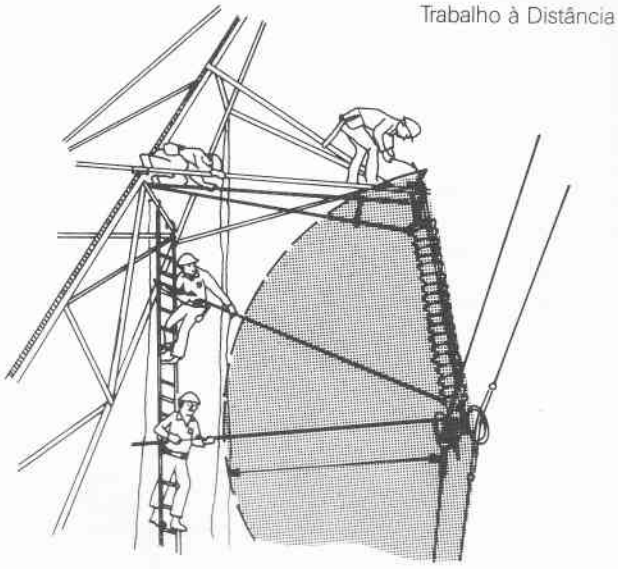


Figura 15.1

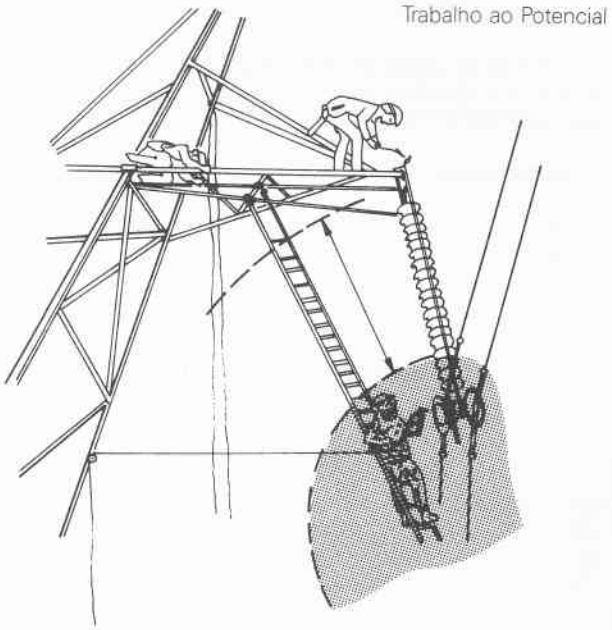


Figura 15.2

2.1.3 Distância de Isolamento

A seguir são apresentados valores típicos de distância de isolamento a serem adotados para diferentes classes de tensão:

Trabalho à distância:

TENSÃO DA LINHA kV	DISTÂNCIA DE TRABALHO "D"
750	6,0 m
500	4,0 m
345	3,0 m
230	2,5 m
138	1,5 m
69	1,2 m

Trabalho no potencial:

TENSÃO DA LINHA kV	DISTÂNCIA DE TRABALHO "D"(m)
750	5,0 m
500	3,6 m
345	2,40 m
230	1,80 m
138	1,20 m

2.2 Serviços a Executar

Através de qualquer dos métodos acima expostos, admite-se que o homem, durante a manutenção da linha viva, execute os seguintes serviços:

- Manutenção em ferragens
- Troca total ou parcial de isoladores nos diversos tipos de cadeia

3 Fatores a serem Considerados

A seguir estão listados os principais pontos a serem considerados na determinação das distâncias de segurança:

a. A distância mínima de isolamento no ar entre o homem (ao potencial da linha) e a estrutura deve ser determinada e uma folga deve ser permitida, de forma a levar em conta possíveis movimentos inadvertidos. Podem-se utilizar métodos semideterminísticos ou estatísticos para definir estas distâncias de segurança.

b. Para reduzir a probabilidade de descarga no local de trabalho, podem-se utilizar "gaps" nas torres adjacentes àquela em que a manutenção está sendo executada ou localizá-los nas subestações terminais. No caso de linhas de corrente contínua pode-se em certos casos recomendar a redução da tensão operativa da linha CC durante os trabalhos.

c. O isolamento do pessoal de manutenção (equipamentos, roupas etc.) deve evidentemente ser adequado ao tipo de trabalho, ou seja, a corrente de toque resultante deve ser desprezível. No caso de haver contato direto com a linha, essa corrente pode em princípio assumir duas formas: transitória e permanente. A primeira ocorreria no primeiro instante do contato (homem tocando um objeto que está a um potencial diferente do seu). A segunda ocorreria depois do contato ter-se estabelecido.

   A corrente transitória é normalmente evitada através da conexão elétrica entre o condutor energizado e o equipamento que suporta o homem; esse procedimento, sendo feito antes do primeiro contato do homem com o condutor, desvia a corrente transitória para fora do seu corpo. No que se refere à corrente permanente, deve-se salientar que, contrariamente às linhas em CA, no caso de linhas CC seu valor é desprezível, pelo próprio fato de não haver variação de campo elétrico.

   O efeito desta corrente permanente sobre o corpo humano é praticamente eliminado pelo uso de fios de cobre que ligam os pulsos da pessoa ao sapato e/ou à caçamba.

   A proteção dos eletricistas com relação a esses choques e contra os efeitos elétricos capacitivos, devido à tensão induzida, é normalmente realizada utilizando-se de diversos recursos dos quais os principais são:

- vestimentas condutivas: que funcionam como gaiolas de Faraday, tornando o campo elétrico no seu interior nulo;
- calçados condutivos: botas especiais com solado condutivo que possibilitam descarregar constantemente a corrente de carga sem desconforto para o eletricista;
- dispositivo de aterramento individual: constam de fio metálico e pequenos conectores que permitem conectar o eletricista à torre, descarregando cargas elétricas.

  Outros dispositivos são ainda utilizados, como, por exemplo, os bastões equalizadores de potencial, que mantêm os isoladores ao mesmo potencial do eletricista quando são realizadas as conexões e as desconexões das cadeias de isoladores no lado energizado e no lado de terra.

d. Dentro do aspecto de segurança, não deverão ser realizados trabalhos de manutenção durante tempo

instável e úmido. Com isso, afastam-se as hipóteses de sobretensões atmosféricas e provável existência de ventos. Também com relação às sobretensões de manobras, deve haver precauções, como, por exemplo, desativar os religadores automáticos no sentido de eliminar as sobretensões provocadas pelo religamento. No caso de perda de comunicação, um intervalo mínimo de 10 minutos antes da reenergização deve ser observado, a fim de eliminar as sobretensões severas ocasionadas pela presença da carga residual da linha.

e. Probabilidade de ocorrer determinado surto de manobra de certa magnitude (U)

f. Considerar as condições meteorológicas da região onde a linha está localizada, associando-as à probabilidade de ocorrerem certos efeitos combinados de umidade, densidade relativa do ar e temperatura, caracterizados por um determinado fator de correção atmosférico (FCA) descrito no capítulo 14 sobre "Desempenho Elétrico de Linhas de Transmissão quanto a Surtos de Manobra"

g. Considerar as tensões críticas de descarga das configurações envolvidas, tais como as distâncias em ar condutor-estrutura e através da cadeia de isoladores.

h. Probabilidade de ocorrer descarga disruptiva acima ou abaixo de seu valor crítico devido a um surto de manobra de magnitude U.

4 Método IEEE

O método proposto pelo Comitê de Transmissão e Distribuição do IEEE recomenda o isolamento mínimo e a distância de aproximação calculados em função das tensões de descarga e dos níveis de suportabilidade dos "gaps" e equipamentos envolvidos. Este método introduz uma fórmula empírica para cálculo da distância mínima de aproximação do homem para partes energizadas ou distâncias mínimas de isolamento para trabalho ao potencial da linha:

$$D = (C_1C_2 + a)\ S\ .\ kV \times 0{,}3048 \qquad (15.1)$$

Onde:

D = distância de isolamento (em metros)

C_1 = 0.01 ou 1% da tensão fase-neutro em kV (baseado na suportabilidade à 60 Hz em configurações do tipo haste-plano e haste-haste)

C_2 = 1.1 (para cálculo da distância de isolamento com auxílio de ferramentas) ou 1.0 (para cálculo da distância mínima de aproximação às linhas energizadas)

a = fator de saturação para tensões iguais ou maiores que 345 kV

S = máxima sobretensão de manobra na linha (em pu)

kV = tensão fase-neutro em valores rms (kV)

O fator "a" é derivado de dados de surto de manobra aplicados em configurações do tipo haste-plano e haste-haste e é mostrado na Figura 15.3.

O fator "S" de sobretensão deve ser correlacionado com as características individuais de cada sistema de potência.

Uma observação importante sobre as distâncias calculadas pela fórmula 15.1 se prende ao fato de que devem ser observadas as precauções mencionadas, tais como aspectos de segurança relativos a roupas, equipamentos etc., além de ser aplicável em locais com elevações abaixo de aproximadamente 900 metros. Para elevações maiores outras correções serão necessárias.

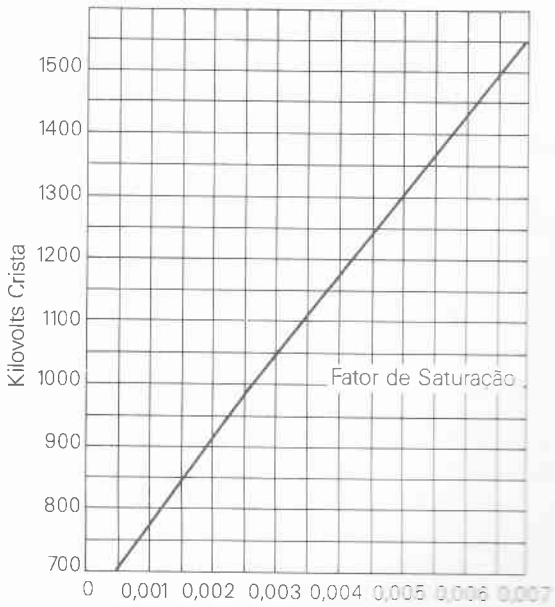
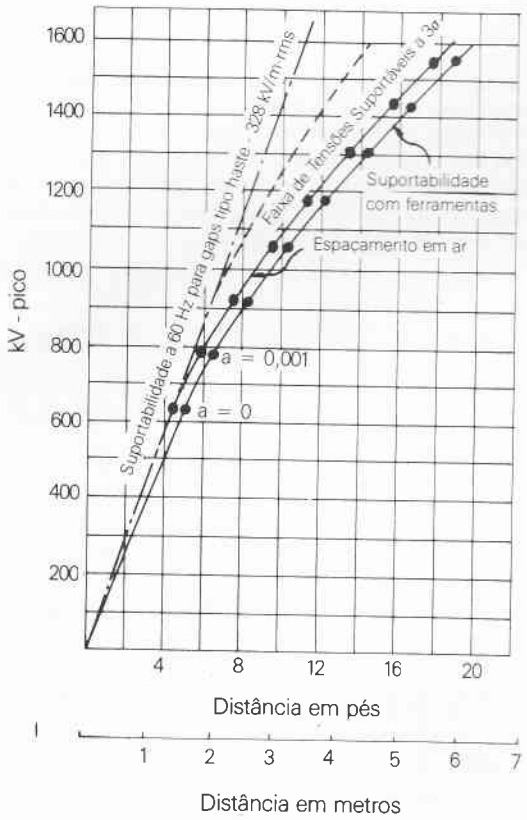


Figura 15.3 - Fator de Saturação "a" [6].

A suportabilidade de determinado "gap" é influenciada não só pela sua configuração como também pela polaridade do surto. Assim, o estabelecimento da expressão 15.1 foi baseado em surtos de manobra com polaridade positiva à seco e na tensão à freqüência industrial que corresponde a uma suportabilidade menor do que para surtos com polaridade negativa.

Na Figura 15.4 observa-se que a suportabilidade da configuração condutor-estrutura da torre encontra-se entre as suportabilidades das configurações haste-haste e haste-plano. Desta forma estes dados justificam a fórmula 15.1 para espaçamentos em ar e ferramentas isolantes como também para o cálculo de distâncias de isolamento derivadas de outras configurações do tipo haste.



D = (0,01+a)(S)kV$_{\phi\eta}$ - Espaçamento em ar
D = (0,0011+a)(S)kV$_{\phi\eta}$ - Ferramentas
a = Fator de saturação
S = Sobretensão de manobra em p.u.
kV$_{pico}$ = kV$_{\phi\eta}$ RMS ($\sqrt{2}$)(S)

Dados de Surtos de Manobra oriundos da Ohio Brass, Westinghouse, GE, ITE, BPA, AEG, CERL, CESI, EGU, TOSHIBA, CRIEPI, SEKL, MEW

Figura 15.4 - Tensão Suportável para Surtos de Manobras em Função da Distância de Isolamento para Espaçamentos em Ar e Ferramentas Isolantes [6]

Por outro lado, as distâncias de isolamento podem ser reduzidas desde que se instalem "gaps" de proteção com suportabilidade reduzida nas torres adjacentes ou nas subestações terminais quando estiverem sendo realizados trabalhos de manutenção.

A utilização desses "gaps", além de fornecer uma proteção adicional para descargas anômalas, permite adotar, na determinação da geometria da torre, distâncias condutor-estrutura menores para os casos onde os requisitos de projeto forem governados pelas distâncias mínimas de isolamento para execução de trabalho de manutenção em linha viva.

5 Método Estatístico

Este método tem por objetivo calcular as distâncias mínimas de segurança do homem trabalhando ao potencial da linha a estruturas da torre. É um método estatístico porque leva em consideração a característica aleatória dos fenômenos envolvidos, como ocorrência de surtos, influência de parâmetros meteorológicos, características da suportabilidade dos "gaps" com a presença do homem e a dispersão dos instantes da descarga dos impulsos de manobra.

Através deste método é possível determinar o efeito do uso de dispositivos protetores, como, por exemplo, isoladores curto-circuitados, nas torres adjacentes àquela em manutenção ou nas subestações terminais, utilizados no sentido de diminuir a probabilidade de ocorrência de descarga na torre de manutenção, conseqüentemente aumentando a segurança do eletricista.

5.1 Probabilidade de Falha

A suportabilidade do isolamento de uma cadeia de isoladores ou de distâncias em ar é descrita como uma distribuição de tensões suportáveis pelo isolamento associada a uma probabilidade de haver disrupção. Esta distribuição de tensões suportáveis é normalmente representada pela tensão crítica de descarga (U_{50}) (tensão com 50% de probabilidade de haver ruptura) e por um desvio padrão (σ_d), para as condições atmosféricas padrões. Normalmente toma-se $P_d(u)$, uma distribuição Gaussiana expressa por:

$$P_d(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\,\sigma_d} \int_{-\infty}^{u} e^{-(u - U_{50})^2/2\sigma^2}\, du \qquad (15.2)$$

$P_d(u)$ é a probabilidade de que haja disrupção no isolamento quando submetido a tensões iguais ou inferiores ao valor U.

Para calcular a probabilidade de falha tem-se:

$$t = \frac{u - U_{50}}{U_{50} \times \sigma d} \quad \text{(parâmetro normalizado)} \qquad (15.3)$$

u = tensão de solicitação

U_{50} = tensão crítica de descarga da configuração em questão

σ_d = desvio padrão da suportabilidade (normalmente igual a 5%)

O estudo da determinação das distâncias de segurança nas torres de transmissão deve compreender as seguintes situações, como é mostrado na Figura 15.5:

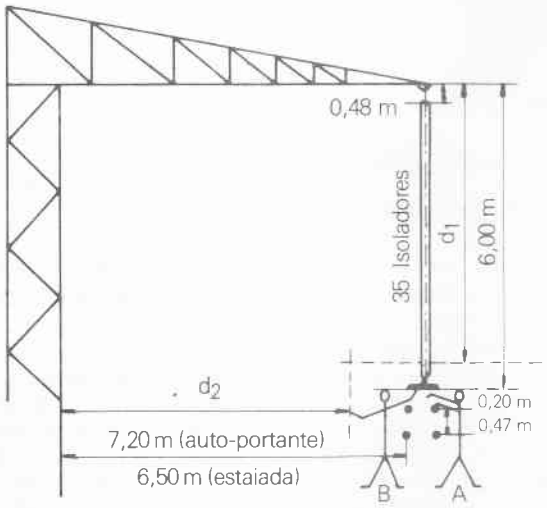


Figura 15.5 - Distâncias de Segurança para a Torre-Fase Externa

a. Homem trabalhando na fase externa do lado de fora da cadeia - posição A

b. Homem trabalhando na fase externa do lado de dentro (entre a estrutura lateral da torre e a cadeia de isoladores) - posição B

c. Homem trabalhando na fase central

Na utilização do método estatístico para cálculo da probabilidade de falha na fase externa da torre, é necessário determinar as probabilidades de falha individuais dos vários "gaps" envolvidos entre o homem e a estrutura da torre e posteriormente calcular probabilidade composta da configuração homem-estrutura da torre como um todo.

A seguir são apresentadas as expressões de probabilidade composta para torres auto-portantes e estaiadas, considerando-se a independência dos "gaps".

Para cada tipo de torre são indicadas duas expressões, a saber:

— Torre em manutenção, com a presença do homem

— Torre adjacente, com a presença de dispositivo de proteção

1.a Torre autoportante - em manutenção

$$P_a = 1 - (1-P_1)(1-P_2)(1-P_3) \qquad (15.4)$$

P_a = probabilidade de falha da fase externa devido a uma sobretensão de magnitude menor ou igual a u

P_1 = probabilidade de falha do "gap" homem-cruzeta

P_2 = probabilidade de falha do "gap" condutor (ou homem, se ele estiver localizado na posição B) - estrutura lateral

P_3 = probabilidade de falha do "gap" condutor-cruzeta

1.b Torres adjacentes - nestas torres poderão ser utilizados dispositivos junto à cadeia de isoladores, no sentido de curto-circuitar alguns isoladores, com o objetivo de reduzir o isolamento das mesmas, com o conseqüente aumento da probabilidade de falha nesta torre:

$$P_g = 1 - (1-P_{g1})(1-P_{g2}) \qquad (15.5)$$

P_g = probabilidade de falha da fase externa devido a uma sobretensão de magnitude $\leqslant$ u

P_{g1} = probabilidade de falha através do dispositivo de proteção, colocado junto à cadeia de isoladores

P_{g2} = probabilidade de falha do "gap" condutor-estrutura lateral da torre

2.a Torre estaiada - em manutenção

$$P_a = 1-(1-P_1)(1-P_2)(1-P_3)(1-P_4)^2(1-P_5)^2 \qquad (15.6)$$

P_a = probabilidade de falha da fase externa devido a uma sobretensão de magnitude $\leqslant$ u

P_1 = probabilidade de falha do "gap" homem-cruzeta

P_2 = probabilidade de falha do "gap" condutor (ou homem, se ele estiver localizado na posição B) - estrutura lateral da torre

P_3 = probabilidade de falha do "gap" condutor-cruzeta

P_4 = probabilidade de falha do "gap" condutor-estai

P_5 = probabilidade de falha do "gap". homem-estai

Na expressão 15.6 o expoente corresponde à existência de dois estais.

2b. Torres adjacentes

$$P_g = 1 - (1-P_{g1})(1-P_{g2})(1-P_{g3})^2 \qquad (15.7)$$

P_g = probabilidade de falha da fase externa devido a uma sobretensão da magnitude $\leqslant$ u

P_{g1} = probabilidade de falha através do dispositivo de proteção colocado junto à cadeia de isoladores

P_{g2} = probabilidade de falha do "gap" condutor-estrutura lateral

P_{g3} = probabilidade de falha do "gap" condutor-estai

Para a fase central (janela) da torre o procedimento é semelhante. Existem, contudo, curvas e expressões [2] para o cálculo da tensão U_{50}, onde o efeito conjunto da existência dos vários "gaps" em paralelo é considerado, não havendo, conseqüentemente, necessidade da composição probabilística. Nesse caso, o cálculo de P_a e P_g fica bastante simplificado.

5.2 Probabilidade de Falha Composta da Torre em Manutenção em Presença das Torres Adjacentes com Dispositivos Curto-Circuitando Alguns Isoladores

As probabilidades definidas no item anterior, P_a e P_g, representam respectivamente as probabilidades de descarga da torre em manutenção (a ser protegida) e probabilidade de descarga da torre adjacente (protetora) baseadas na sobretensão u e função da configuração dos vários "gaps" envolvidos. Assim, para duas torres em paralelo tem-se que:

$P_a \cdot (1 - P_g)$, é a probabilidade de descarga na torre em manutenção na presença da torre adjacente com isoladores curto-circuitados submetida a um determinado surto.

Na consideração de duas torres adjacentes à torre em manutenção, uma de cada lado, é razoável admitir que um surto de manobra solicite as três simultaneamente, dada a proximidade entre elas (da ordem 900 m). Assim, a expressão acima fica:

$P_a (1 - P_g)^2$, que é a probabilidade da torre "a" (em manutenção) descarregar quando as duas outras adjacentes não o fazem.

5.3 Dispersão dos Instantes de Descarga

No método estatístico é também considerada a dispersão dos instantes na onda de impulso de manobra no qual ocorre a descarga (time-to-flashover), ou seja, vários surtos de mesma amplitude, aplicados a um mesmo "gap" (ou torre), onde todos devem disparar, apresentam uma característica aleatória expressa em termos de uma probabilidade gaussiana da forma:

$$p = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{t} e^{\frac{(t-\tau)}{2\sigma^2}} dt \qquad (15.8)$$

Onde:

τ - é o valor médio dos instantes de descarga e

σ - o desvio padrão

Assim, na consideração de duas torres em paralelo, quando da aplicação de um surto de magnitude u, deve-se incluir, na probabilidade de falha da torre em manutenção, o termo P_aP_g que significa que, dependendo do valor de u, ambas as torres devem descarregar e, neste caso, a probabilidade da torre em manutenção descarregar primeiro do que a outra deve ser conhecida. Portanto, os instantes-de-descarga na onda de impulso de manobra para ambas as torres devem ser conhecidos. Então, se, para determinada sobretensão, a distribuição de instantes de descarga de cada torre, protegida e protetora, é considerada, isto é, os parâmetros τ_a, τ_g e σ_a, σ_g (valores médios e desvios padrões), a probabilidade p* da torre "a" (torre protegida) descarregar antes da torre adjacente "g" com isoladores curto-circuitados; (torre protetora) pode ser determinada através da expressão:

$$p^* = \frac{1}{2} - \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{0}^{\frac{\tau_g - \tau_a}{\sqrt{\sigma_a^2 - \sigma_g^2}}} e^{-t^2/2} dt \qquad (15.9)$$

A Figura 15.6 apresenta curvas de valores médios dos instantes-de-descarga para as torres "a" (τ_a) e "g" (τ_g) para surtos de manobra e seus respectivos desvios padrões (σ_a e σ_g) em função da relação U/U_{50}. Tais curvas foram determinadas no Laboratório de Alta Tensão do CEPEL e foram estabelecidas com a aplicação de 20 surtos para cada nível de tensão.

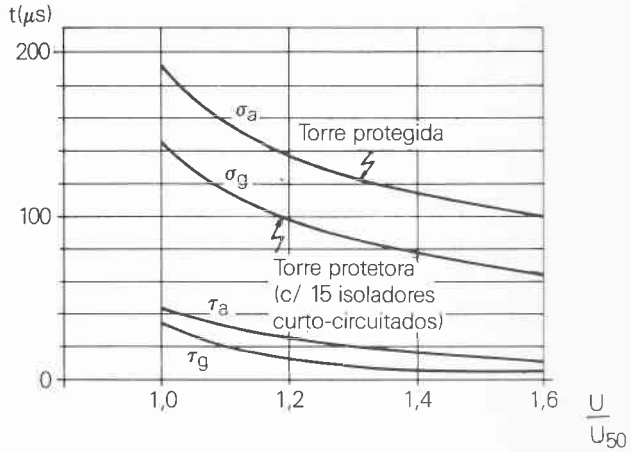


Figura 15.6 - Valores Médios dos Instantes-de-Descarga para Surtos de Manobra e seus Desvios Padrões Versus U/U_{50}. Forma de Impulso de Manobra 250/2500 μs [11]

Finalmente, a probabilidade da torre em manutenção de descarregar quando ocorrer um surto de manobra de magnitude u, em paralelo com uma torre adjacente com um certo número de isoladores curto-circuitados é:

$$P_{1t} = P_a\,(1-P_g) + P_a \,.\, P_g \,.\, p^* \text{ ou} \qquad (15.10)$$

$$P_{2t} = P_a\,(1-P_g)^2 + P_aP_gP^*\,(2-P_g) \qquad (15.11)$$

com duas torres adjacentes em paralelo com "a" em manutenção (ver Apêndice I). Sendo os termos:

$P_a(1-P_g)^2$ = probabilidade da torre "a" descarregar quando as torres "g" (adjacentes) não o fazem

$P_aP_gP^*(2-P_g)$ = probabilidade de todas as torres descarregarem

p^* = probabilidade da torre "a" descarregar primeiro que as outras torres

Se for considerada uma proteção ideal para a torre em manutenção, isto é, instalação de "gaps" ou dispositivos de baixa suportabilidade nas torres adjacentes em relação aos "gaps" da torre em manutenção, o tempo para haver descarga naqueles "gaps" seria muito menor que na torre em manutenção, o que permite assumir $p^* = 0$. Neste caso, a expressão 15.11 acima fica:

$$P_{2t} = P_a(1-P_g)^2 \qquad (15.12)$$

Assim, a efetividade de uma proteção ideal é definida pela relação entre P_a e P_{2t}, ou seja:

$$\epsilon\,(u) = \frac{1}{(1-P_g)^2} \qquad (15.13)$$

Da expressão acima, observa-se que, quanto maior o valor de ϵ, mais efetivo é o dispositivo de proteção. Em outras palavras, uma boa proteção é definida quando a ocorrência de tensões suficientemente elevadas causar descarga nos dispositivos de proteção das torres adjacentes.

5.4 Cálculo das Tensões de Descarga

Para o cálculo da suportabilidade do isolamento da torre, pode-se utilizar a fórmula semi-empírica levantada por Paris [5] válida tanto para cadeias V ou I:

$$U_{50} = k \,.\, 500 \,.\, d^{0,6} \qquad (15.14)$$

U_{50} - é o valor com 50% de probabilidade de descarga para manobra de polaridade positiva a seco (kV) - vide capítulo 14.

d - comprimento do "gap" (metros)

k - fator que depende do tipo do "gap"

Sabe-se ainda, que a tensão de descarga dos "gaps" sofre influência dos parâmetros atmosféricos, expressos pelo parâmetro FCA. Assim, pode-se escrever:

$$U_{50} \text{ ambiente} = U_{50} \text{ padrão} \times \text{FCA} \qquad (15.15)$$

FCA = fator de correção atmosférica dado por kd/kh

kd = fator de correção devido a densidade relativa do ar

kh = fator de correção devido à umidade

A utilização da fórmula de Paris requer o conhecimento dos fatores k, e é exatamente neste ponto que reside a maior incerteza sobre qual adotar, dada a escassez de testes específicos em laboratórios de EHV envolvendo aspectos de manutenção em linha viva, o que introduz uma substancial incerteza na seleção dos fatores de "gap" envolvendo os "gaps" homem-estrutura da

torre. Já a escolha do fator de "gap" envolvendo o dispositivo de proteção a ser instalado nas torres adjacentes (ou subestações terminais) vai depender do tipo e da configuração do mesmo.

Assim, devem-se utilizar os fatores que mais se aproximem aos referidos "gaps", tendendo-se sempre por uma escolha conservativa dado ao envolvimento de vida humana.

Consultando a Tabela 14.2, os seguintes fatores podem ser utilizados, numa primeira aproximação:

Tipo de "Gap"	k
Condutor-estrutura lateral da torre	1,35
Condutor-cruzeta com cadeia de isoladores	1,50
Condutor-estais	1,40
Condutor-dispositivo de proteção junto à cadeia de isoladores	1,30
Homem-estai	1,30
Homem-estrutura acima (cruzeta)	Conforme Figura 15.17
Homem-estrutura lateral da torre	Conforme Figura 15,17

Justifica-se a utilização dos fatores acima, envolvendo o "gap" homem-estrutura da torre (Fig. 15.7), devido ao fato do "gap" condutor-estrutura em ar com a presença de saliência nas proximidades do condutor assemelhar-se à imagem de um homem trabalhando ao potencial da linha, próximo ao condutor e segurando uma ferramenta, que ao levantar o braço num gesto inadvertido, caracterize uma saliência semelhante a da figura. Deve-se ainda considerar uma correção da ordem de 4% ou 5% reduzindo o valor do fator k, para levar em consideração o efeito da presença de isoladores, conforme testes realizados. As curvas da Figura 15.7 são expressas em termos de variação dos fatores de "gap" (k), em função do comprimento da saliência (h). Assim, para h = 0 o valor de k = 1,35 passou a k = 1,30, em conformidade com os "gaps" testados na mesma referência com presença de isoladores [5]. Na utilização desses fatores observa-se que à medida que o homem se aproxima da estrutura, a tensão crítica de descarga diminui consideravelmente justificando, portanto, o aspecto conservador devido à presença de vida humana. Também pelos mesmos motivos pode-se adotar para o "gap" homem-estai o fator k = 1,3, associando-o ao "gap" condutor-estrutura, ao invés de k = 1,65 (ou 1,90), adotado para haste-condutor conforme a referida referência.

O fator de "gap" a ser adotado para o dispositivo de proteção instalado junto à cadeia de isoladores nas torres adjacentes vai depender do tipo escolhido. Contudo, pode-se utilizar k = 1,30, típico para configurações do tipo haste-haste.

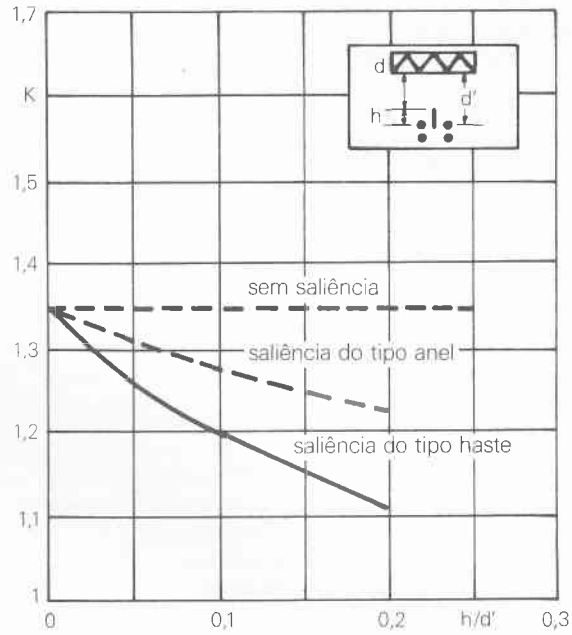
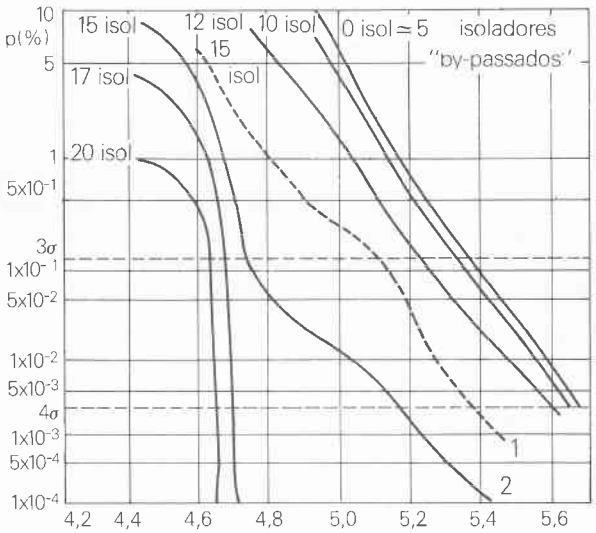


Figura 15.7 - Efeito de Saliência nas Imediações do Condutor no Comportamento do "Gap" Condutor-Estrutura [5]



Distância entre o homem e a parte superior da torre (metros)

— —"gaps" nas 2 torres adjacentes
-----"gap" em apenas 1 torre adjacente

Figura 15.8 - Risco de Falha para Torre Autoportante-Homem na Posição A [11]

A título de ilustração é apresentado na Figura 15.8 o risco de falha para o homem localizado na posição A em uma torre autoportante de 750 kV, considerando-se duas torres adjacentes com dispositivos de proteção instalados nas cadeias de isoladores curto-circuitando determinado número de isoladores. Observa-se da figura que, caso seja assumido um risco de falha correspondente à probabilidade de 3σ, com 15 isoladores curto-circuitados em ambas as torres adjacentes, a distância de segurança deve ser em torno de 4.7 metros.

Na utilizaçao do método estatístico pode-se observar que, caso haja a combinação de duas configurações "fracas", ou seja, muitos isoladores curto-circuitados nas torres adjacentes e o homem próximo à estrutura, o termo correspondente à probabilidade p* pode tornar-se bastante significativo, uma vez que é exatamente nestas condições que a probabilidade de ambas falharem é grande e neste caso é importante determinar a probabilidade de quem falha primeiro.

Face à importância dos problemas que a manutenção em linha viva pode acarretar, por envolver risco de vida humana, julga-se conveniente adotar um risco bastante pequeno, por exemplo, aquele correspondente à probabilidade de falha da ordem de 3 a 4σ. Na Figura 15.9 estão indicadas curvas equi-probabilísticas para o risco de 3σ e 4σ em função do número de isoladores curto-circuitados e da distância mínima de segurança para uma torre autoportante de 750 kV. Conforme se pode observar, é recomendável curto-circuitar para este caso no máximo 15 isoladores nas torres adjacentes, pois, como mostra a figura, o ganho em termos de distância de aproximação do homem é desprezível curto-circuitando-se mais isoladores, além de oferecer uma margem de segurança menor sob o ponto de vista de suportabilidade à tensão operativa.

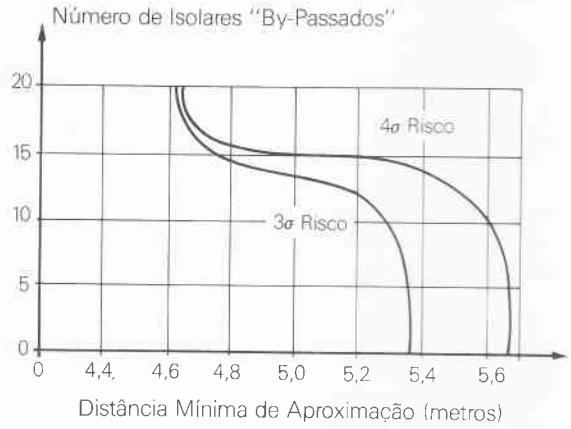


Figura 15.9 - Distância de Segurança para Torre Autoportante 750 kV - Homem Trabalhando na Posição A [11]

Investigação em Laboratórios de EAT

Sempre que possível deve-se realizar testes em laboratórios de EAT, no sentido de confirmar os resultados provenientes da análise teórica. Assim, deve-se investigar:

- a eficiência dos dispositivos protetores, em condições existentes na prática, como, por exemplo, existência de isoladores quebrados ou queimados
- se as distâncias de segurança calculadas satisfazem os critérios pré-estabelecidos
- a determinação da tensão de U_{50}, no sentido de realimentar o estudo em andamento ou subsidiar informações para estudos futuros.
- o caminho da descarga nas condições de trabalho.

Para a determinação da tensão U_{50}, algumas condições práticas devem ser consideradas, como:

- torre com as ferramentas de trabalho ao potencial, mais a presença do eletricista (simulado por manequim)
- torre com a cadeia de isoladores substituída por bastões isolantes
- torre com diferentes números de isoladores quebrados ou queimados, localizados no meio da cadeia, em seqüência a partir do condutor ou espalhados ao longo da cadeia.
- torre com isoladores curto-circuitados, em diferentes posições da cadeia.

7 Escolha do Critério

Normalmente é sugerida a probabilidade de falha correspondente a um afastamento em relação à média, numa distribuição gaussiana de tensões suportáveis do isolamento de 3 a 4σ, o que corresponde a um risco de falha de 0.135% e 3.2×10^{-3}% respectivamente. Admitindo-se, portanto, que se realizará manutenção em x% das horas de um ano, correspondendo a t dias por mês, e que ocorrerão n manobras na linha por ano, que darão origem a determinada sobretensão máxima, o homem estaria, desse modo, sujeito a um risco de:

$$P = P_a \times P_b \times n$$

Onde:

P_a = probabilidade de ocorrer manutenção em um ano = t/365

P_b = probabilidade de uma solicitação provocar descargas = 3 ou 4σ (0.135% ou 3.2 x 10^{-3}%)

n = número de manobras da linha por ano que dão origem a determinada sobretensão máxima

O valor P corresponde à probabilidade de ocorrência de uma descarga para cada 1/P anos.

Conforme se pode verificar, através do cálculo de P, é possível então quantificar o número de anos em que haverá uma descarga na linha sob condições de trabalho ao potencial e, conseqüentemente, adotar critérios dentro de bases realistas.

Por exemplo, assumindo-se:

$x = 10\%$, $P_a = \frac{36}{365}$, $P_b = 2\sigma, 3\sigma$ e 4σ, $n_1 = 7{,}9$

desligamentos da linha/ano (manobra 1) e $n_2 = 1$

desligamento da linha/ano (manobra 2), tem-se:

n_1	P	1/P (anos)
2σ	1,77 x 10^{-2}	46
3σ	1,05 x 10^{-3}	950
4σ	2,46 x 10^{-5}	40 x 10^3

n_2	P	1/P (anos)
2σ	2,24 x 10^{-3}	445
3σ	1,33 x 10^{-4}	7510
4σ	3,12 x 10^{-6}	3,2 x 10^5

Do quadro acima pode-se concluir que a escolha do critério (se $P_b = 2\sigma, 3\sigma$ ou 4σ) a ser utilizado na definição das distâncias de segurança vai depender da freqüência de ocorrência de determinada manobra na linha e na estimativa do período de anos em que se espera que ocorra uma falha.

8 Bibliografia

[1] Working Group on Insulators Switching Surges, Lightning and Insulators Subcommittee - "Guide for Application of Insulators to Withstand Switching Surges" - Paper T14347-1 - IEEE PES Summer Meeting, Energy Resources Conf. California 1974.

[2] Electric Power Research Institute - "Transmission Line Reference Book 345 kV and Above".

[3] Carrara G. - "A Statistical Aspect of the Coordination of two Gaps" PAS - Power Apparatus, System IEEE March 1965 pg 232/236.

[4] Paris L, Comellini E., Taschini A. - "Insulation Coordination of an EHV Substation" - CIGRÉ - WG-33/03-1970.

[5] Paris L. e Cortina R. - "Switching and Lightning Impulse Discharge Characteristics of Large Air Gaps and Long Insulators Strings" - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems - Vol. PAS-87, No. 4, Abril 1968.

[6] Task Group for Live-Line Maintenance Methods - "Live Line Maintenance Methods" - IEEE Towers, Poles and Conductors Subcommittee - paper T73-157-5.

[7] IEEE Committee Report - "Recomendations for Safety in Live Line Maintenance" - Vol. PAS-87, No. 2, February 1968.

[8] Crusius R.L., Magalhães C.R., Assunção L.A.R. e Lemos J.L.A. - "Manutenção em Linhas Energizadas, 765 kV - Sistema de Itaipu" - VI SNPTEE - Florianópolis - SC - 1981.

[9] Esmeraldo P.C.V., Nora Dias L.E. - "Cálculo de Distâncias Mínimas de Segurança para Manutenção em Linha Viva - Um Método Estatístico Aplicado a Linha de 765 kV" - VI SNPTEE - Balneário de Camboriú - SC - Brasil - 1981.

[10] Reichman J. - "Safety Aspects of Live-Line Work Methods" - IEEE PAS-92 - September/October 1973.

[11] Esmeraldo P.C.V., Dias L.E.N., Fonseca J.R. - "Calculation of Minimum Safety Distances for Live-Line Maintenance - A Statistical Method Applied to 765 kV AC Itaipu Lines" - IEEE Summer Meeting, July 1985 - Vancouver, Canadá, IEEE PWRD - 1 - April 1986, pg. 264.

APÊNDICE I

Probabilidade de Falha da Torre em Manutenção em Paralelo com 2 Torres Adjacentes com Isoladores Curto-Circuitados

Considerando-se três torres em paralelo, e nomeando-se respectivamente "gap" 1, "gap" 2 e "gap" 3, sendo o "gap" 1 a torre em manutenção, tem-se:

p_1, p_2 e p_3 - como sendo as probabilidades de falha nos "gaps" 1, 2 e 3 respectivamente, quando da ocorrência de surto de tensão $\leqslant$ u.

$p_1 (1-p_2)(1-p_3)$ - é a probabilidade do "gap" 1 descarregar quando os "gaps" 2 e 3 não o fizerem.

$p_1p_2(1-p_3)p^*$ - é a probabilidade do "gap" 1 descarregar antes do "gap" 2 quando o "gap" 3 não o fizer.

$p_1p_3(1-p_2)p^*$ - é a probabilidade do "gap" 1 descarregar antes do "gap" 3 quando o "gap" 2 não o fizer.

p^* - é a probabilidade do "gap" 1 descarregar antes do "gap" 2 ou 3 (já que ambas as torres adjacentes são iguais e possuem o mesmo número de isoladores curto-circuitados).

$p_1p_2p_3p_1^*$ - é a probabilidade do "gap" 1 descarregar antes dos outros dois quando todos os "gaps" deveriam descarregar.

p_1^* - é a probabilidade do "gap" 1 descarregar antes dos "gaps" 2 e 3.

Assim, a probabilidade do "gap" 1 descarregar quando os "gaps" 1, 2 e 3, em paralelo são submetidos a um surto de tensão é:

$$P_1(u) = p_1(1-p_2)(1-p_3) + p_1p_2(1-p_3)\,p^* + p_1p_3(1-p_2)\,p^* + p_1p_2p_3p_1^* \qquad (A.1)$$

Analogamente, as probabilidades dos "gaps" 2 e 3 dispararem são:

$$P_2(u) = p_2(1-p_1)(1-p_3) + p_2p_1(1-p_3)(1-p^*) + p_2p_3\,(1-p_1)(1-p^*) + p_1p_2p_3p_2^* \qquad (A.2)$$

$$P_3(u) = p_3(1-p_2)(1-p_1) + p_3p_1(1-p_2)(1-p^*) + p_3p_2\,(1-p_1)p^* + p_1p_2p_3p_3^* \qquad (A.3)$$

Onde:

p_2^* - é a probabilidade do "gap" 2 descarregar antes dos "gaps" 1 e 3

p_3^* - é a probabilidade do "gap" 3 descarregar antes dos "gaps" 1 e 2.

A probabilidade de nenhum "gap" disparar é então:

$$P_0\,(u) = (1-p_1)\,(1-p_2)\,(1-p_3) \qquad (A.4)$$

E obviamente a probabilidade de ocorrer qualquer um desses eventos é:

$$P_0\,(u) + P_1\,(u) + P_2\,(u) + P_3 = i \qquad (A.5)$$

Substituindo-se a expressão A.5 os termos definidos anteriormente tem-se:

$$P_0\,(u) + P_1\,(u) + P_2\,(u) + P_3\,(u) = 1 - p_1p_2p_3 + p_1p_2p_3\,(p_1^* + p_2^* + p_3^*) = 1$$

Assim, para que a expressão acima seja igual a 1, tem-se que:

$$p_1^* + p_2^* + p_3^* = 1$$

É importante enfatizar que as probabilidades p_1^*, p_2^* e p_3^* são diferentes da probabilidade p^* já que esta é a probabilidade do "gap" 1 descarregar antes do "gap" 2 ou "gap" 3, enquanto que aquelas são as probabilidades de um dos "gaps" descarregar na frente dos outros dois, quando os três deveriam descarregar.

Como é de interesse apenas a utilização da expressão A.1 relativa à torre em manutenção e assumindo-se que as duas torres adjacentes são iguais, com o mesmo número de isoladores curto-circuitados, conseqüentemente $p_2 = p_3$, a expressão A.1 fica:

$$P_1\,(u) = p_1\,(1-p_2)^2 + 2\,p_1p_2\,(1-p_2)\,p^* + p_1p_2^2p_1^*$$

ou

$$P_1(u) = p_1(1-p_2)^2 + p_1p_2p^*(2-p_2)$$

se pela mesma razão for considerada a aproximação

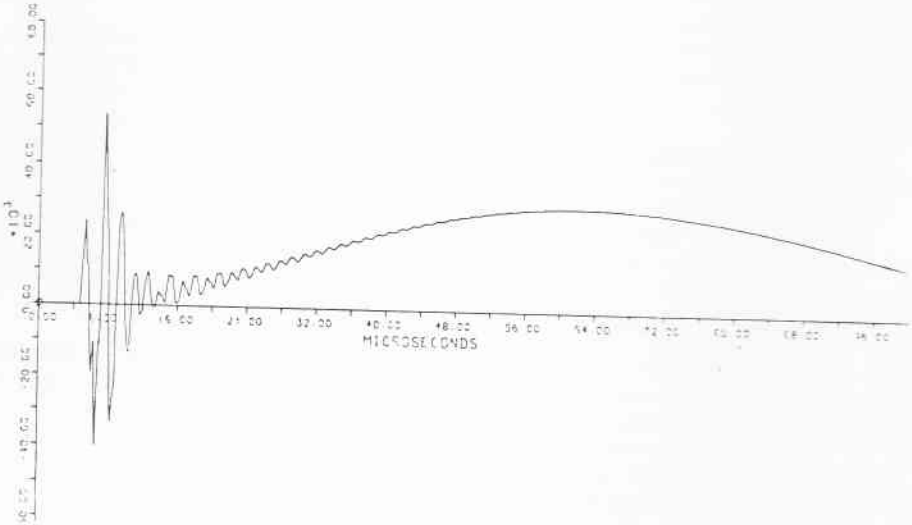
$$p^* = p_1^*.$$

Capítulo 16

Surtos Transferidos

Roberto Vaisman

Transferência de Surto em Marimbondo-Capacitor = 1,0μF
Tensão no Secundário do Transformador



1 Introdução e Objetivo

Estes estudos têm por objetivo verificar a adequação das características dos equipamentos instalados no lado de baixa tensão, assim como da sua proteção, quando solicitados por surtos atmosféricos e de manobra que, originados nas linhas de transmissão, ao atingirem os terminais de alta tensão do transformador, são transferidos para os demais enrolamentos.

Esta proteção dos equipamentos é feita através do emprego de pára-raios como também, no caso de geradores, por meio de capacitores de surto, envolvendo, quando se trata de máquinas, dois aspectos:

- proteção do isolamento entre espiras, quando a máquina possuir mais de uma espira por ranhura
- proteção do isolamento principal condutor-terra

O valor de crista e a forma do surto transferido para a baixa tensão são funções dos seguintes parâmetros:

a. Forma de onda do surto na alta tensão

b. Crista do surto na alta tensão

c. Parâmetros do transformador

d. Capacitâncias e indutâncias na baixa tensão

e. No caso de geradores, a sua impedância de surto

Neste tipo de análise não se considera a possibilidade de ocorrência de uma descarga direta no barramento de baixa tensão por se constituir em um evento de baixíssima probabilidade tendo em vista que, em geral, a subestação é blindada ou as ligações são feitas por meio de "bus-duct".

A necessidade da realização destes estudos envolve três aspectos importantes. O primeiro deles é relativo à coordenação entre os pára-raios de ambos os lados do transformador. Neste caso, para um surto originado no lado de alta tensão, o pára-raios de alta deve atuar no sentido de limitar a sobretensão a níveis compatíveis com o isolamento do transformador por ele protegido, não permitindo dessa forma ao pára-raios de baixa tensão descarregar todo o surto, uma vez que a energia associada a este fenômeno excederia a sua capacidade de absorção, danificando o equipamento.

O segundo aspecto está relacionado a uma avaliação mais profunda da quantidade de pára-raios, prevista na fase de projeto da subestação, a serem utilizados no lado de baixa tensão, assim como a determinação da melhor posição para os mesmos de modo a que cada um deles proteja, de maneira efetiva, o maior número de equipamentos possíveis. Estes dois fatores em conjunto podem vir a constatar a possibilidade de reduzir o número de pára-raios a serem instalados ou eliminar a necessidade de pára-raios adicionais junto a equipamentos que virão a ser instalados.

Por fim o terceiro aspecto visa analisar uma faixa de valores de capacitores de surto que possa ser usada na proteção dos enrolamentos das máquinas. Isto se prende ao fato dos fabricantes procurarem fornecer os capacitores disponíveis em estoque ou em linha de montagem, a fim de servir como sobressalentes, de valores diferentes aos instalados nos cubículos de surto da usina, o que baratearia o preço do produto uma vez que não seria necessário mudar o esquema de fabricação.

2 Aspectos Gerais do Problema

A resposta de um transformador a um surto de tensão é bastante complexa. A aplicação de um impulso de tensão nos terminais de alta tensão do transformador, aqui considerado como o enrolamento primário, dá origem a fenômenos transitórios que serão aplicados aos equipamentos situados no lado secundário do transformador. Este surto transferido de tensão pode ser analisado através das seguintes componentes:

- componentes oscilatórias
- componente eletrostática
- componente eletromagnética

As componentes classificadas como oscilatórias correspondem aos modos de oscilação próprios do enrolamento de alta transferidos ao secundário bem como aos modos de oscilação naturais do enrolamento de baixa. Entretanto, para o estudo em questão, elas não são consideradas, uma vez que suas magnitudes são desprezíveis quando comparadas com as outras componentes, não afetando o isolamento dos equipamentos.

Desta forma costuma-se analisar a resposta do transformador para um surto de tensão aplicado a um de seus terminais, em termos de tensão resultante nos demais, dividindo-a em duas partes. Inicialmente esta resposta é determinada pela rede capacitiva, ou seja, pelas capacitâncias entre enrolamentos e de enrolamentos para terra (componente eletrostática). Este fato se deve a que, na faixa de tempo considerada (1 μs), as reatâncias indutivas envolvidas se apresentarão como circuitos abertos, sendo o valor da tensão transferida independente da relação de espiras. Num tempo maior, a resposta do transformador é determinada por sua rede indutiva (componente eletromagnética), ou seja, pela indução eletromagnética, sendo neste caso o valor da tensão transferida dependente da relação de espiras.

2.1 Transferência Eletrostática

Conforme foi visto anteriormente, a transferência eletrostática, identificada como a resposta inicial do transformador ao surto aplicado, se processará através de uma rede de capacitâncias distribuídas à qual serão ligadas, por exemplo no caso de uma usina, a impedância de surto do gerador (Z_g), uma capacitância representando o capacitor de surto (C_S) e uma impedândia de onda correspondente ao duto de conexão entre o transformador e a máquina. No lado de alta tensão, a linha de transmissão é representada pela sua impedância de surto (Z_L). Esta configuração está mostrada na Figura 16.1 onde:

C_{AB} = capacitância total entre enrolamentos

C_{AT} = capacitância total entre o enrolamento de alta e a terra (tanque) e

C_{BT} = capacitância total entre o enrolamento de baixa e a terra (tanque)

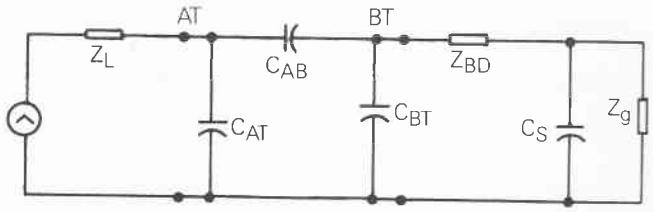
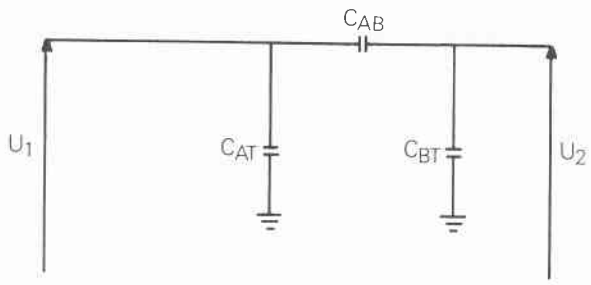


Figura 16.1 - Modelo da Rede para Transferência Eletrostática

Os valores utilizados para as capacitâncias do transformador são os medidos a 60 Hz, valores estes que deveriam ser corrigidos levando-se em conta que, quando um impulso é aplicado ao enrolamento, a distribuição da tensão ao longo do mesmo não é uniforme. Desta forma, uma estimativa mais adequada seria obtida caso se adotassem valores de capacitâncias efetivas calculados através da relação $C_{ef} = C_T/\alpha$, sendo C_{ef} a capacitância efetiva do enrolamento, C_T a capacitância total do enrolamento e α o fator de correção cujo valor é inversamente proporcional à área associada à curva de distribuição da tensão. Entretanto, a determinação deste fator é bastante problemática e a utilização dos valores totais não corrigidos conduz a resultados conservativos. Este fato é melhor visualizado no exemplo a seguir.

Exemplo:



U_1 = tensão do surto
U_2 = tensão transferida para o lado de BT
C_{AT} = capacitância total do enrolamento de AT para a terra
C_{AB} = capacitância total entre os enrolamentos de AT e BT
C_{BT} = capacitância total do enrolamento de BT para a terra

Figura 16.2 - Transferência Eletrostática

Desprezando C_{AT} (provoca um decréscimo na taxa de crescimento da tensão):

$$U_2 = \frac{\dfrac{U_1}{C_{BT}}}{\dfrac{1}{C_{AB}} + \dfrac{1}{C_{BT}}} = \frac{C_{AB}}{C_{AB} + C_{BT}} U_1$$

Admitindo-se:

C_{AB} = 3000 pF

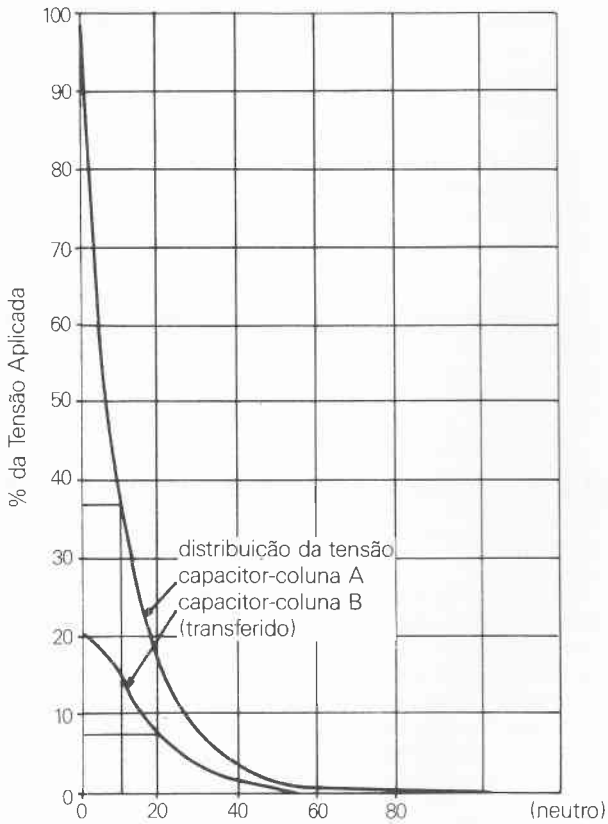
C_{BT} = 6000 pF $\Rightarrow U_2 = \dfrac{3000}{3000 + 6000} = 0{,}333$ p.u.

U_1 = 1 p.u.

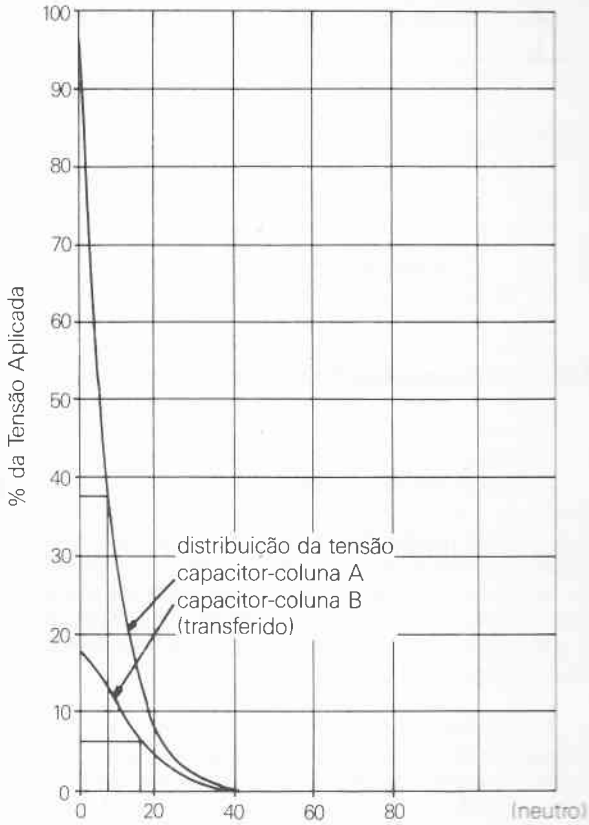
Considerando-se as capacitâncias efetivas, de acordo com as curvas apresentadas na Figura 16.3 tem-se:

$\alpha_A = 9{,}7, \quad \alpha_B = 5{,}4$

$$U_2 = \frac{\dfrac{C_{AB}}{\alpha_A}}{\dfrac{C_{AB}}{\alpha_A} + \dfrac{C_{BT}}{\alpha_B}} = \frac{\dfrac{3000}{9{,}7}}{\dfrac{3000}{9{,}7} + \dfrac{6000}{5{,}4}} = 0{,}218 \text{ p.u.}$$



% do Enrolamento a partir do Terminal da Linha



% do Enrolamento a partir do Terminal da Linha

Figura 16.3 - Capacitâncias Efetivas do Transformador [7]

2.2 Transferência Eletromagnética

Após um período em que as capacitâncias distribuídas do circuito influem significativamente no valor e forma da resposta do surto transferido, segue-se um período de tempo em que os efeitos das indutâncias distribuídas se tornam mais importantes. O mecanismo da transferência neste período é um processo de indução eletromagnética entre os enrolamentos do transformador. Neste caso então o transformador é representado por sua indutância de dispersão conservando-se, no caso do exemplo visto anteriormente, a mesma representação para os demais equipamentos apresentados na Figura 16.1.

Os programas atualmente utilizados na análise do fenômeno, por exemplo o EMTP, não fazem distinção entre a transferência eletrostática e a eletromagnética, considerando ambas as componentes simultaneamente, uma vez que o modelo do transformador usado, mostrado na Figura 16.4, contém dentro de si as redes de capacitâncias e indutâncias representativas de cada período da transferência.

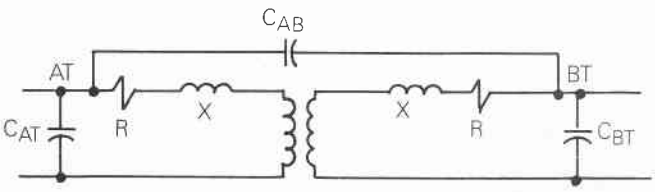


Figura 16.4 - Modelo de Transformador Usado no EMTP

3 Considerações Gerais

3.1 Representação de Gerador

A melhor representação de um gerador para este tipo de estudo é feita por meio de uma impedância concentrada, qual seja, a impedância de surto Z_g. Esta grandeza, durante a aplicação inicial do surto, é variável com o tempo, iniciando com um valor baixo e tendendo depois para um valor constante. Este valor é o usado nas simulações, já que quanto maior a impedância de surto da máquina maior será o surto transferido.

Alguns fatores que influenciam no valor de Z_g são as dimensões da ranhura (que depende da capacidade nominal e da tensão nominal), a espessura do isolamento (que depende da tensão nominal) e o número de caminhos paralelos por fase (o valor de Z_g decresce, não linearmente, com o aumento de caminhos paralelos, em razão da diminuição das dimensões do condutor).

Para a análise das tensões desenvolvidas entre espiras, no caso do gerador possuir mais de uma espira por ranhura, utilizam-se os dados de dimensões da bobina e velocidade de propagação conforme a fórmula mostrada abaixo:

$$t_0 = \frac{2d}{v_r} + \frac{lm - 2d}{v_a}$$

Onde:

d - comprimento da ranhura

lm - comprimento da bobina

v_r - velocidade de propagação na ranhura

v_a - velocidade de propagação nas extremidades da bobina

t_0 - tempo gasto pelo surto para ir de A até B conforme mostrado na Figura 16.5

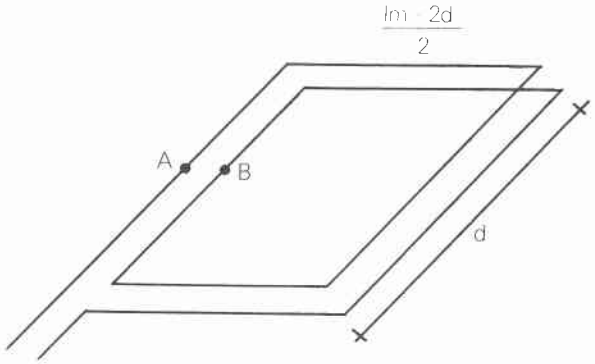


Figura 16.5 - Modelo para o Cálculo das Tensões entre Espiras

3.2 Representação de Reatores e Transformadores

Os reatores e transformadores situados no lado de baixa tensão podem ser representados, conservativamente, por circuitos abertos. Num estudo mais detalhado, é possível simulá-los por meio das respectivas capacitâncias para terra, sendo que, no caso dos reatores, ao analisarem-se os efeitos de um surto mais lento, deve-se incluir também a representação da sua reatância.

3.3 Capacitor de Surto

A função deste capacitor é atenuar a taxa de crescimento dos impulsos transferidos, sendo seu comportamento diferente para os períodos de transferência eletrostática e eletromagnética. No primeiro caso, o aumento do valor nominal do capacitor de surto tende a diminuir o valor máximo da tensão e a aumentar o tempo de ocorrência deste máximo, enquanto que para o segundo caso o aumento da capacitância reflete-se numa elevação do valor da tensão transferida eletromagneticamente. Daí a necessidade de se estabelecer uma faixa de valores para o capacitor de surto de forma a garantir a sua eficácia na proteção dos geradores.

3.4 Pára-Raios

Todos os pára-raios são simulados, de modo conservativo, considerando-se a tensão de disparo para valor de frente de onda quando da injeção de surtos tipo

impulso atmosférico. Para surtos tipo impulso de manobra considera-se o disparo dos mesmos à tensão correspondente ao nível máximo de proteção para surto de manobra.

Os pára-raios de alta tensão (linha e transformador) limitam os valores de crista dos surtos que atingem a subestação enquanto que os de baixa tensão limitam os valores de crista dos surtos transferidos que atingirão os terminais dos equipamentos ali instalados.

No caso particular da proteção de máquinas, pode ser utilizado um pára-raios especial próprio para equipamentos submetidos a sobretensões internas.

Uma vez que o tipo de fenômeno estudado (transferência de surto) pode dar origem a sobretensões entre fases assim como entre fase e terra, a proteção com pára-raios convencionais necessitaria de 6 unidades, conforme mostrado na Figura 16.6. Usando o pára-raios especial, a mesma proteção é conseguida com apenas 4 unidades ligadas elétrica e mecanicamente conforme mostrado na Figura 16.7, ou seja, com os terminais das três unidades superiores conectados às fases e o terminal da unidade inferior conectado à terra da máquina a ser protegida.

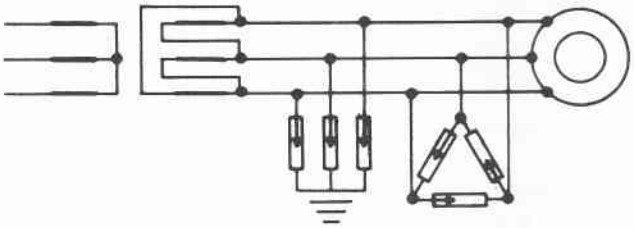


Figura 16.6 - Ligação Normal dos Pára-Raios

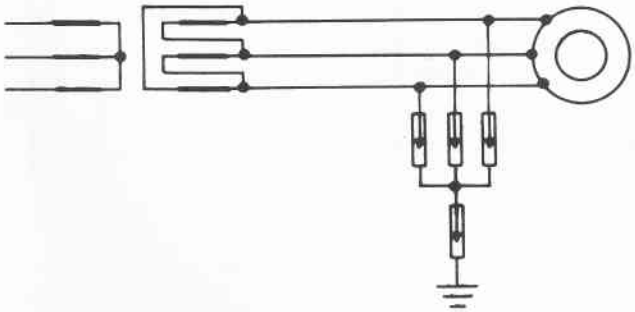


Figura 16.7 - Ligação Especial dos Pára-Raios

3.5 Conexões Entre Equipamentos

As conexões entre os equipamentos assim como os barramentos são representados por meio de impedâncias de surto de modo a permitir a análise do problema através da composição de ondas trafegantes incidentes, refletidas e transmitidas.

3.6 Magnitude dos Surtos

Estes estudos não consideram a possibilidade de ocorrência de uma descarga direta nos barramentos de baixa tensão devido à blindagem da subestação. Desta forma, a maior sobretensão que pode atingir a subestação fica limitada pela tensão suportável das linhas, ou seja, $V_{máx} = CFO\ (1 + 3\sigma)$, onde o CFO (critical flashover) corresponde ao valor de 50% da suportabilidade da linha de transmissão e σ é o desvio padrão da mesma.

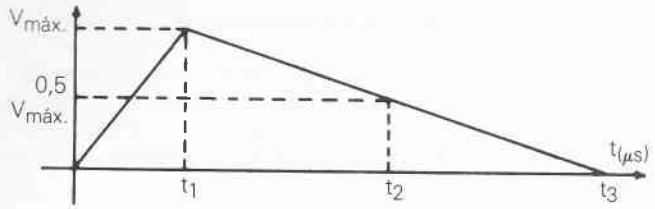
Como a suportabilidade de uma linha para surtos atmosféricos é bem maior do que para surtos de manobra, utiliza-se de modo conservativo, para a determinação da magnitude de qualquer tipo de surto injetado, o valor do CFO para impulso atmosférico.

3.7 Forma de Onda dos Surtos

Os surtos que trafegam nas linhas sofrem uma distorção em suas frentes de onda devido ao efeito corona. Como conseqüência, quanto maior a distância do local da descarga à subestação, menor a taxa de crescimento dos surtos ao lá chegarem.

No entanto, como se assume que as descargas ocorram no primeiro vão, este efeito de distorção não é levado em conta, mantendo-se, de forma conservativa, fixos os tempos de frente de onda.

Consideram-se três formas de onda diferentes para os surtos injetados. A primeira delas, de duração muito curta, corresponde à simulação de um impulso atmosférico tendo uma frente de onda de 1,2 μs e seu tempo até meio valor igual a 50 μs. A segunda, de duração maior que a anterior, é representativa de um impulso de manobra, tendo uma frente de onda de 250 μs com seu tempo até meio valor igual a 2500 μs. Finalmente, a última forma de onda analisada com uma frente de onda de 100 μs e um tempo total de duração igual a 1000 μs, correspondente também a um impulso de manobra, porém mais utilizada quando o estudo em questão envolve, como neste caso, solicitações em um transformador. Esquematicamente estas ondas estão mostradas na Figura 16.8.



1ª Onda – $t_1 = 1{,}2$, $t_2 = 50$
2ª Onda – $t_1 = 250$, $t_2 = 2.500$
3ª Onda – $t_1 = 100$, $t_3 = 1.000$

Figura 16.8 - Forma de Onda dos Surtos Incidentes

3.8 Efeito da Freqüência Fundamental

Normalmente, neste tipo de estudo, não se leva em conta a tensão nominal de freqüência industrial do sistema, isto é, assume-se que o surto penetra na subestação num instante em que a tensão à freqüência industrial é zero.

Entretanto, caso se considere esta tensão diferente de zero, a magnitude da onda incidente se alterará, uma vez que a este surto se superporá a onda de freqüência industrial, sendo seu efeito na formação da tensão ao longo da subestação dependente de vários parâmetros:

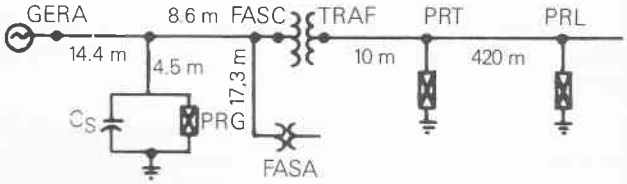
- comprimento da subestação
- tensão de disparo do pára-raios
- parte transmitida de onda incidente para o interior da subestação

Contudo, segundo a literatura [6], este efeito não é muito significativo, variando a tensão em torno de 5%.

Desta forma, a não consideração da tensão à freqüência industrial é coberta pelas margens de segurança adotadas em relação às máximas sobretensões calculadas ao se escolherem os níveis de isolamento dos equipamentos.

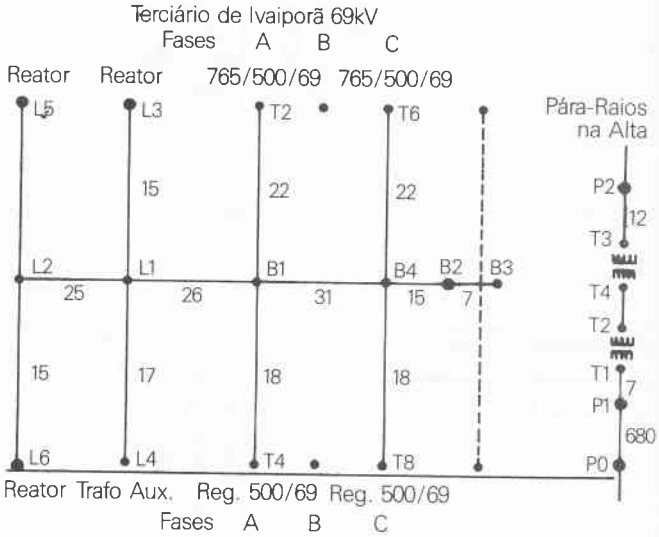
4 Resultados Obtidos

A seguir apresentam-se as formas de onda das sobretensões resultantes da transferência de um surto atmosférico para dois tipos de sistemas diferentes. O primeiro deles, mostrado na Figura 16.9, envolve a presença de um gerador e o estudo nele desenvolvido visou estabelecer faixas admissíveis de valores para o capacitor de surto (Figuras 16.11a, 16.11b e 16.11c). O segundo, mostrado na Figura 16.10, teve como objetivo principal verificar a necessidade de instalação de pára-raios adicionais junto aos reatores (Figuras 16.12a e 16.12b).



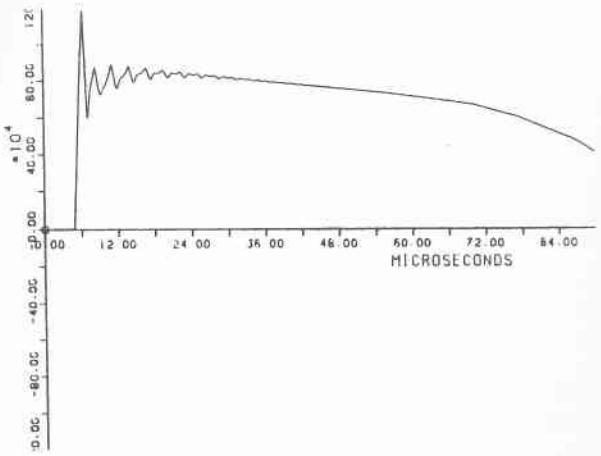
GERA – Gerador
C_S – Capacitor de surto
PRG – Pára-raios do gerador
FASC – Secundário do transformador
FASA – Fase aberta no secundário do transformador
TRAF – Primário do transformador
PRT – Pára-raios de alta do transformador
PRL – Pára-raios de linha

Figura 16.9 - Transferência de Surto Solicitando Máquinas

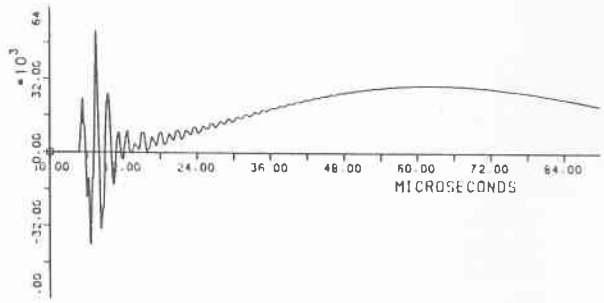


Distância em metros
A linha pontilhada representa a fase reserva
⊗ Pára-Raios

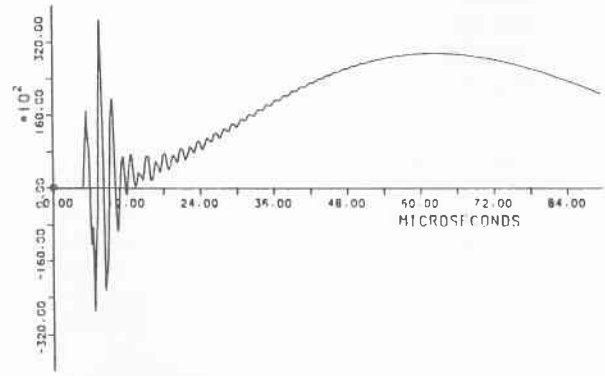
Figura 16.10 - Transferência de Surto Verificando Localização de Pára-Raios



(a) Tensão no Primário do Transformador

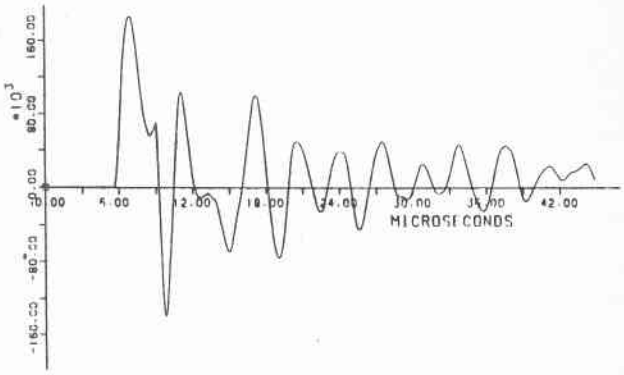


(b) Tensão no Secundário do Transformador

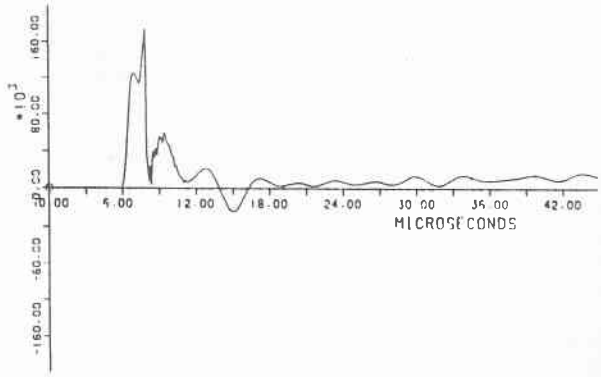


(c) Tensão no Gerador

Figura 16.11 - Tranferência de Surto em Marimbondo.
$C_S = 1\ \mu F$



(a) Tensão no Secundário do Transformador (T2)



(b) Tensão no Reator (L6)

Figura 16.12 - Injeção de Surto pelo Lado de 765 kV.

5 Comparação de Metodologias

Baseado no sistema da Figura 16.9, é feita neste item uma comparação entre os resultados obtidos pela metodologia usando o programa EMTP e a utilizada em trabalho anterior citado na referência 2 (programa CSMP).

Foram analisados os casos em que o surto incidente é aquele correspondente a um impulso atmosférico, ou seja, com sua forma de onda igual a 1,2 x 50 μs. A sua magnitude, entretanto, foi limitada ao valor da tensão máxima de descarga para impulso atmosférico do pára-raios de alta do transformador (1055 kV), o que implica na não necessidade de representação dos pára-raios nas simulações, uma vez que esta tensão não causará seu disparo, nem da linha de transmissão.

A consideração que havia sido feita era de que a máxima sobretensão que atingiria a subestação era igual à tensão suportável da linha (2400 kV). Desta forma, o pára-raios atuaria limitando a tensão no lado de alta do transformador a um valor não igual, mas um pouco acima da tensão máxima de descarga para impulso atmosférico do pára-raios, devido ao efeito da distância entre ele e o transformador.

O transformador e o sistema no lado de baixa tensão foram simulados de duas maneiras. Na primeira delas, o transformador foi representado pela sua rede de capacitâncias e indutâncias, as conexões entre transformador e o gerador através de impedâncias de onda e o gerador por meio de sua impedância de surto.

O segundo modo, apresentado na Figura 16.13, não leva em conta as distâncias entre o transformador, gerador e capacitor de surto, concentrando todas as impedâncias no secundário do transformador, sendo este representado somente por uma rede de capacitâncias, já que o interesse é na componente eletrostática do surto transferido.

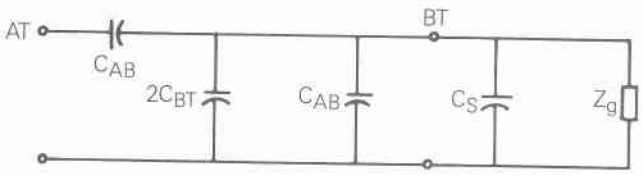
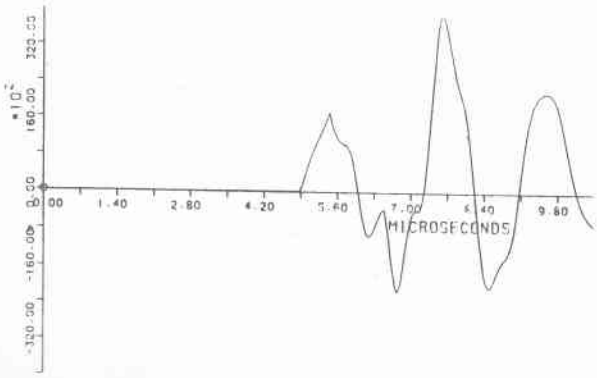
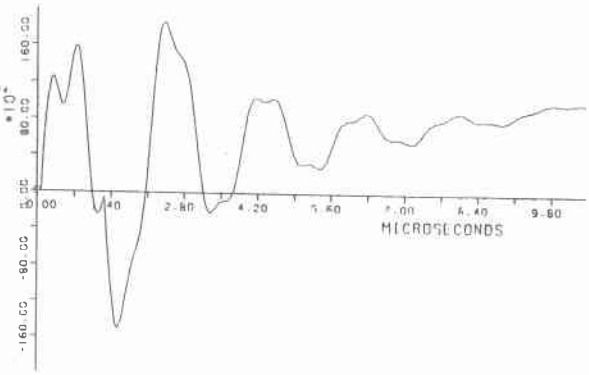


Figura 16.13 - Representação do Secundário por Impedâncias Concentradas

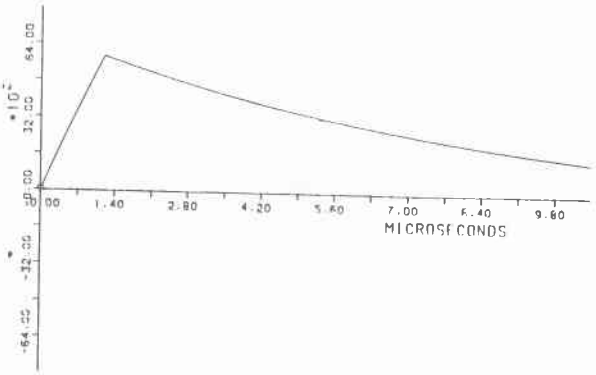
Em seguida, apresenta-se a tabela comparativa de resultados, juntamente com as respectivas formas de onda (Figuras 16.14a, 16.14b, 16.14c), entre as quatro formas de representação utilizadas, resumidas no quadro adiante.



(a) Tensão no Gerador - Modo 1



(b) Tensão no Gerador - Modo 2



(c) Tensão no Gerador - Modo 3

Figura 16.14 - Transferência de Surto em Marimbondo $C_S = 0{,}25\,\mu F$

	Alta Tensão		Baixa Tensão	Programa
Modo 1	Com atuação de Pára-Raios	$V_{máx}$ = 2400 kV	Impedância de Onda	EMTP
Modo 2	Sem atuação de Pára-Raios	$V_{máx}$ = 1055 kV	Impedância de Onda	EMTP
Modo 3	Sem atuação de Pára-Raios	$V_{máx}$ = 1055 kV	Elementos Concentrados	EMTP
Modo 4	Sem atuação de Pára-Raios	$V_{máx}$ = 1055 kV	Elementos Concentrados	CSMP

Representação	Tensões Máximas Transferidas (kV) (Tempo para o máximo μs)		
	C_S = 0,0015μF	C_S = 0,2515μF	C_S = 0,5015μF
Modo 1	39,51 (1,11)	38,48 (2,83)	37,55 (2,84)
Modo 2	38,18 (0,98)	18,55 (2,43)	17,86 (1,53)
Modo 3	38,54 (1,2)	5,86 (1,2)	3,13 (1,2)
Modo 4	57,90 (0,28)	5,80 (0,72)	3,10 (0,8)

Os resultados apresentados na tabela acima referem-se apenas à transferência eletrostática, sendo que o tempo para o máximo é contado a partir do instante de chegada da onda no primário (lado de alta) do transformador.

Dos resultados apresentados anteriormente, podem-se extrair as seguintes conclusões:

1 O aumento no valor do capacitor de surto só é efetivo na redução da componente eletrostática quando a descarga na alta tensão não é cortada pelos pára-raios. Isto se deve ao fato de que a atuação dos pára-raios equivale a uma injeção de uma onda de polaridade oposta à incidente, alterando bastante a forma do surto transferido.

2 A representação no lado de baixa tensão das conexões entre transformador, gerador e capacitor de surto por meio de impedâncias de onda acarreta, para valores de C_S não próximos a zero, sobretensões mais elevadas do que a representação por elementos concentrados, devido a composição das ondas trafegantes incidentes e refletidas.

3 Para valores de C_S não próximos a zero, as metodologias utilizando os programas EMTP e CSMP fornecem resultados praticamente iguais. A diferença com relação ao tempo de ocorrência do máximo se deve ao fato de que no CSMP a forma da onda de entrada (1,2 x 50 μs) era composta por meio de duas exponenciais (e^{-at} - e^{-bt}), o que implicou numa perda de precisão.

6 Bibliografia

[1] A.S. Pedroso, Sebastião E.M. Oliveira - "Surtos de Tensão em Máquinas de Unidades Gerador-Transformador" - III Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

[2] Irapoan G. Nunes, Sergio O. Frontin - "Proteção de Unidades Geradoras contra Surtos de Tensão" - IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

[3] P.A. Abetti - "Electrostatic Voltage Distribution and Transfer in 3 - Winding Transformers" - AIEE pas December 1954

[4] P.A. Abetti, H.F. Davis - "Surge Transfer in 3 - Winding Transformers", AIEE PAS December 1954

[5] Norma ABNT-NBR 8186 - Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento

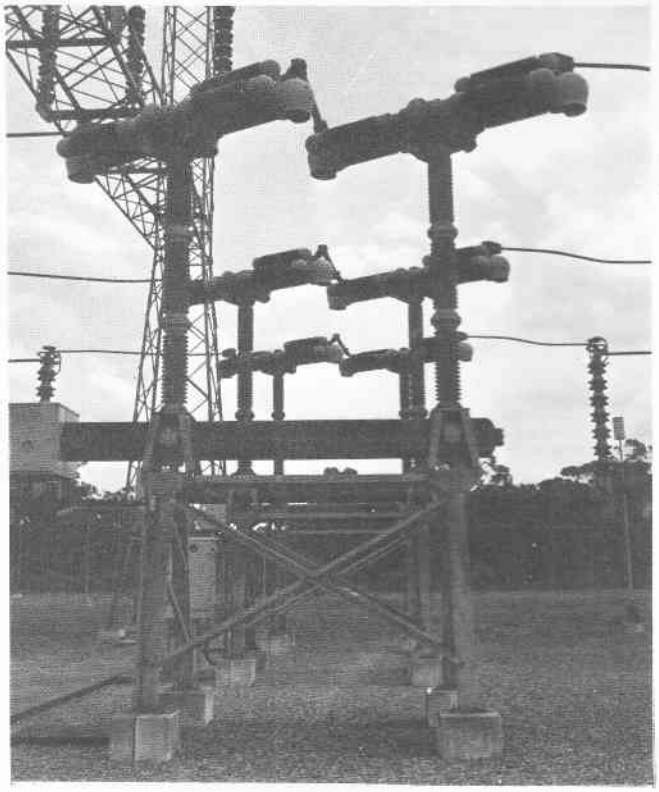
[6] Francisco M. Salgado Carvalho - "Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a SF_6" - Tese de Mestrado - EFEI - Maio de 1982.

[7] P.A. Abetti, I.B. Johnson, A.J. Schultz - "Surge Phenomena in Large Unit-Connected Steam Turbine Generators", AIEE PAS December 1952.

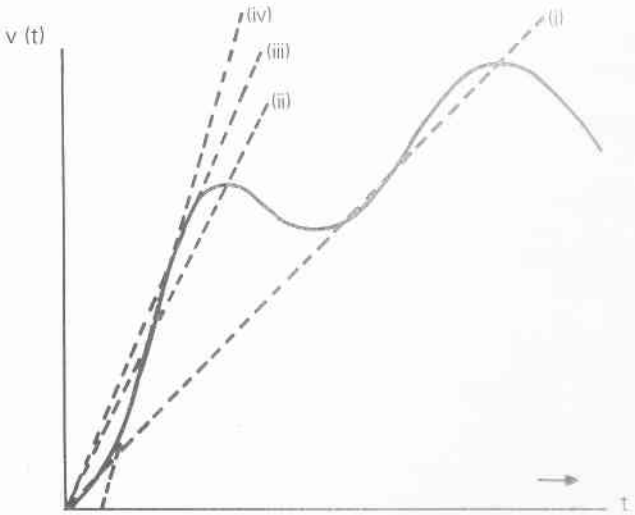
Capítulo 17

Tensão de Restabelecimento Transitória de Disjuntores

Jorge Amon Filho



Disjuntor de 362 kV a Ar Comprimido



Tensão de Restabelecimento Transitória em Função do Tempo

1 Introdução

A interrupção de corrente de falta é considerada a condição de manobra mais severa a que um disjuntor pode ser submetido e quanto maior for a corrente de falta, maior será a solicitação imposta ao disjuntor.

1.1 Interrupção da Falta

Quanto ocorre uma falta num sistema de potência, os disjuntores mais próximos devem isolar o trecho defeituoso o mais rápido possível, de forma a minimizar os efeitos da falta sobre o restante do sistema.

1.2 Processo de Interrupção

Tão logo é iniciada a separação mecânica dos contatos do disjuntor para a interrupção da falta, a continuidade do circuito elétrico se processa através de um arco que se forma entre esses contatos, uma vez que a corrente em questão não pode variar instantaneamente por causa da conservação do fluxo magnético nas indutâncias do circuito. É iniciado, então, o processo de tentativa de extinção do arco no interior do disjuntor, resumido nas seguintes etapas:

- Simultaneamente com a separação mecânica dos contatos do disjuntor, é realizado o resfriamento do meio no interior da câmara de extinção do disjuntor (por meio de sopro de óleo isolante, ar comprimido ou gás de SF_6). Esse sopro, apesar de provocar uma deformação no arco (alongamento), não extinguirá o mesmo mas tentará evitar seu reacendimento por reignição térmica, imediatamente após sua extinção.

- Como a corrente é alternada, somente quando esta passa por zero é que o arco efetivamente se extingue.

- A partir da extinção do arco, as capacidades térmica e dielétrica da câmara de extinção começam a ser recuperadas, ao passo que vai se estabelecendo uma tensão através dos contatos do disjuntor que tentará reacender o arco, quer por reignição térmica, quer por ruptura do dielétrico. Essa tensão possui uma ou mais componentes que oscilam a freqüências determinadas pelos parâmetros da rede (freqüências naturais), que decaem exponencialmente devido às resistências do circuito e outra componente que oscila à freqüência das fontes de tensão (freqüência industrial). A combinação dessas componentes resulta numa tensão que possui um transitório inicial de freqüência elevada (Tensão de Restabelecimento Transitória - TRT) e em seguida atinge o regime permanente a uma freqüência pequena (Tensão de Restabelecimento à Freqüência Industrial - TRFI).

1.3 Capacidade de Interrupção do Disjuntor

Para que a interrupção da corrente de falta seja garantida, as suportabilidades térmica e dielétrica do disjuntor devem ser sempre superiores à tensão de restabelecimento transitória. Portanto, a capacidade de interrupção de um disjuntor é determinada pela magnitude da corrente de falta e pela tensão de restabelecimento transitória através dos seus contatos.

2 Tensão de Restabelecimento Transitória — TRT

A tensão de restabelecimento é definida como a diferença das tensões medidas entre cada lado do disjuntor e a terra.

A magnitude inicial da tensão de restabelecimento transitória é dada pela combinação das componentes de freqüências naturais com a componente de freqüência industrial. Uma onda de tensão com esse valor inicial começa a se propagar através das linhas de transmissão conectadas à barra, a partir do terminal do disjuntor oposto à falta e se reflete em pontos de descontinuidade retornando ao ponto de partida, onde é refletida, nóvamente, somando-se à onda de tensão inicial. As reflexões ocorridas em pontos próximos ao de partida irão contribuir para o aumento dos valores iniciais da tensão de restabelecimento, ao passo que as reflexões ocorridas em pontos mais distantes contribuirão para o aumento dos valores de pico da tensão de restabelecimento.

A partir daí o processo se repete até o amortecimento completo da onda de tensão. Portanto, a magnitude total da TRT compreende o surto inicial provocado pela abertura do disjuntor acrescido das reflexões que chegam ao ponto onde o surto teve início.

A tensão de restabelecimento transitória é determinada pelos parâmetros que definem a rede (resistências, indutâncias e capacitâncias) e pelo local de aplicação da falta.

2.1 Componente de Freqüência Natural

O número de freqüências naturais de oscilação da tensão de restabelecimento é função da posição relativa do ponto de falta e do disjuntor que irá operar para isolar a falta.

2.2 Componente de Freqüência Industrial

A magnitude da componente de freqüência industrial é determinada pelo tipo de falta e pelo grau de aterramento da rede.

Uma rede trifásica está sujeita aos seguintes tipos de falta:

trifásicas aterradas ou não
bifásicas aterradas ou não
monofásicas

Quanto ao grau de aterramento, a rede pode ser classificada como:

solidamente aterrada $\frac{X_0}{X_1} < 1$

efetivamente aterrada $1 < \frac{X_0}{X_1} < 3$

isolada $\frac{X_0}{X_1} > 3$

2.3 Parâmetros Importantes da TRT

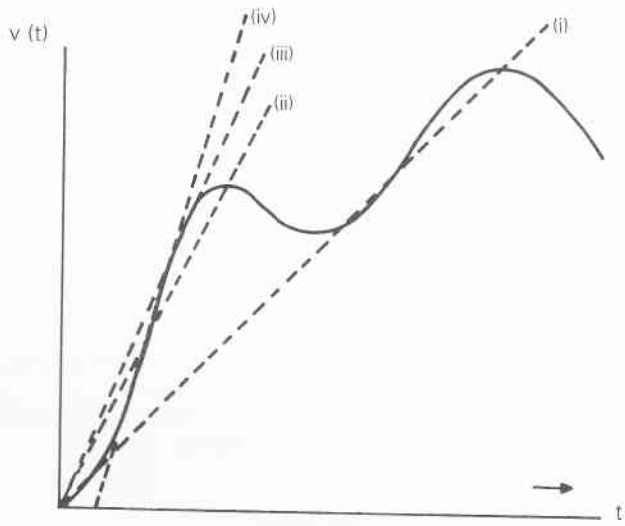
No processo da interrupção da falta, logo após a extinção do arco, enquanto os contatos do disjuntor ainda estão próximos, um do outro, as temperaturas desenvolvidas no interior da câmara de extinção são bastante elevadas. Para não haver reacendimento do arco nesse período inicial é necessário que o resfriamento do interior da câmara do disjuntor seja mais rápido que o crescimento da TRT, de modo a ser evitada a ionização do meio de extinção, caso contrário ocorre a reignição térmica do arco. Portanto, o primeiro parâmetro importante da TRT é a taxa de crescimento da TRT (TCTR).

Em seguida, quando os contatos do disjuntor já estão mais afastados um do outro e as temperaturas no interior da câmara já são menores, não havendo mais o risco da reignição térmica, os valores atingidos pela TRT não podem ser superiores à suportabilidade dielétrica do meio de extinção, caso contrário ocorre a ruptura do dielétrico.

Portanto, os picos da onda de TRT constituem outro tipo de parâmetro importante da TRT.

Esses dois tipos de parâmetros caracterizam a severidade da TRT.

Existe uma grande variedade de formas de onda de TRT possíveis. Para aquelas que possuem mais de um pico, são considerados como importantes o primeiro pico e o pico máximo. De acordo com a referência 1, a TCTR pode ser definida de quatro maneiras diferentes, todas elas mostradas na Figura 17.1.



i Taxa média de crescimento de zero ao pico máximo da TRT

ii Taxa média de crescimento de zero ao primeiro pico da TRT

iii Máxima taxa média de crescimento, expressa como a tangente à curva da TRT passando pela origem

iv Máximo valor instantâneo da TCTR

Figura 17.1 - Taxa de Crescimento da Tensão de Restabelecimento (TCTR)

Os disjuntores a óleo são mais sensíveis à TCTR definida em (i e ii), enquanto que os disjuntores a ar comprimido e a SF_6, à TCTR definida em (iii e iv), respectivamente.

Logo, para se adotar a definição da TCTR mais conveniente, deve-se ter em mente o tipo do meio de extinção do disjuntor.

De um modo geral, quanto à localização da falta, a falta terminal é mais severa para o valor de pico da TRT enquanto que a falta quilométrica é mais severa para o valor da TCTR.

2.4 Métodos para o Cálculo da TRT

O cálculo exato da TRT, por se tratar de um fenômeno transitório, requer a resolução de equações diferenciais através de processos de integração numérica.

O valor da TRT, calculado para uma situação particular de falta e de seqüência de abertura dos pólos do disjuntor, depende de quais elementos da rede elétrica são considerados nos cálculos, do modelo adotado para a representação desses elementos e do método de cálculo empregado.

Uma equação para a curva da TRT na forma simplificada corresponde a um sistema representado por um número reduzido de elementos, ao passo que, na forma completa, corresponde a um sistema representado o mais detalhadamente possível.

Cada forma que introduz mais elementos na representação do sistema é chamado de refinamento, o qual, por sua vez, geralmente atua no sentido de amortecer a onda de tensão, pois as formas simplificadas desprezam os amortecimentos e as perdas.

Devido à complexidade das redes elétricas existentes, no que se refere ao número elevado de elementos que as compõem, o cálculo da TRT deve ser realizado, sempre que possível, através de computadores digitais, com a utilização de programas específicos para cálculo de transitórios eletromagnéticos, onde podem ser considerados diversos níveis de detalhamento para a rede, ou através de analisadores transitórios de redes (TNA).

Para os cálculos realizados em TNA devem ser consideradas as seguintes observações:

- O TNA apresenta resposta de freqüência satisfatória até os 3KHz.

  Estudos de TRT que não incluem investigação das reflexões ocorridas nos barramentos (distâncias da ordem de 1km), envolvem freqüências até harmônicas de ordem 10 (600Hz) e por isso podem ser realizados em TNA. Entretanto, de um modo geral, o TNA mostra-se mais indicado para o cálculo dos valores de pico da TRT do que para os valores de TCTR.

- Fator de escala do modelo.

  As resistências e as capacitâncias dos modelos no TNA não acompanham o fator de escala desejado, provocando amortecimentos irreais, conduzindo a resultados otimistas.

- Dificuldade em se modelar uma rede com grande número de componentes.

  O TNA tem a capacidade de representação limitada pelo número de seus componentes, o que pode implicar na necessidade de se ajustar equivalentes em freqüência de trechos da rede.

- Dificuldade em se modelar os parâmetros variando a freqüência para elementos da rede, como linhas e transformadores.

- Tempo considerável consumido na modelagem dos casos a serem estudados no TNA.

Portanto, na maioria das vezes, os estudos de TRT são realizados em computadores digitais por equipes experientes, fornecendo resultados satisfatórios [16], [17], [18], [19], [20].

Existem dois métodos muito usados para o cálculo de TRT:

2.4.1 Método de Injeção de Corrente

Utiliza o princípio da superposição. Inicialmente são calculadas as tensões e correntes do circuito sob condição de falta.

Em seguida, substitui-se o pólo do disjuntor a abrir por uma fonte de corrente de amplitude igual e de sinal contrário à corrente a ser interrompida e as tensões e correntes são calculadas sob estas novas condições.

A resposta final será a superposição dessas duas etapas e, portanto, somente aplicável a sistema lineares.

2.4.2 Método de Abertura de Chaves

É o método convencional, isto é, que calcula a TRT pela resolução das equações diferenciais obtidas diretamente a partir do circuito que contém a falta, ao qual é imposta a condição de chaveamento para isolar a falta. O método permite a consideração dos efeitos de elementos não lineares.

3 Parâmetros que definem a severidade da TRT

De acordo com o item anterior, os parâmetros que definem a severidade da TRT são a taxa de crescimento TCTR e os picos da TRT.

Também foi visto, no item anterior, que a onda inicial da TRT é formada por duas componentes, uma transitória, de alta freqüência, que resulta da composição dos modos de oscilação da rede e a outra, de baixa freqüência, que é a componente de freqüência industrial, a qual só depende das fontes e da topologia da rede, como será mostrado a seguir.

3.1 Análise da Componente de Freqüência Industrial

A componente de freqüência industrial não é por si só significativa para efeito dos fenômenos que ocorrem imediatamente após a extinção do arco elétrico.

Entretanto, como a TRT é constituída por uma parcela de alta freqüência superposta a uma onda de freqüência industrial, uma onda de TRT com componente de freqüência industrial maior tende também a ter seu pico máximo maior [12,13].

Portanto, o valor da componente de freqüência industrial pode ser visto como um índice de severidade da TRT e, conseqüentemente, deve ser analisado detalhadamente.

Para o cálculo da componente de freqüência industrial serão apresentadas duas situações através das quais será demonstrada a variação da magnitude desta componente com o tipo de falta e com o grau de aterramento da rede.

A primeira situação a ser apresentada será a que compreende pouca complexidade algébrica, correspondente à ocorrência de falta nos terminais de um disjuntor, do lado da linha de transmissão, considerando-se que o disjuntor do terminal remoto dessa linha de transmissão abre primeiro.

A segunda, baseada na referência 13, correspondente a situações em que o disjuntor do terminal remoto dessa linha de transmissão abre, não somente antes, como também depois do disjuntor próximo à falta, bem como a situações de faltas terminais, em ambos os lados do disjuntor, e também quilométricas, correspondendo, conseqüentemente, a uma complexidade algébrica muito maior.

Para ambas as situações serão analisados os seguintes tipos de falta combinados com as seguintes situações de abertura dos pólos do disjuntor:

a. tipos de falta:

- trifásica (aterrada ou não)
- bifásica (aterrada ou não)
- monofásica

. situação de abertura dos polos do disjuntor

- 3 pólos fechados
- 1 pólo aberto
- 2 pólos abertos
- 3 pólos abertos

.1.1 Falta terminal, do lado da linha, com o terminal remoto aberto.

Para facilitar a análise desta situação, serão adotadas s seguintes hipóteses simplificadoras:

- resistências desprezíveis ($r = 0$);
- reatâncias de seqüência positiva e negativa iguais ($x_1 = x_2$);
- capacitâncias da linha de transmissão em falta desprezíveis;
- tensão do lado fonte igual a 1 p.u.

($V_A = 1 \angle 0°$ p.u.)

($V_B = 1 \angle -120°$ p.u.)

($V_C = 1 \angle 120°$ p.u.)

O cálculo dos valores das tensões em regime permanente, antes da eliminação da falta, tanto para as fases sãs como para as fases faltosas, é apresentado no apêndice, com a aplicação da teoria de componentes simétricas.

Reportando-se aos resultados apresentados no apêndice e à Figura 17.2, chega-se aos seguintes resultados:

a. Falta monofásica: (Figura 17.2.a)

Eliminação da falta: abertura de 1 pólo do disjuntor

Tensão nas fases sãs:

$$|V_A| = |V_B| = \sqrt{3}\,\frac{\sqrt{\left(\frac{X_0}{X_1}\right)^2 + \frac{X_0}{X_1} + 1}}{2 + \frac{X_0}{X_1}} \quad \text{p.u.}$$

Tensão na fase faltosa:

$V_C = 0$

Tensão de restabelecimento:

$V_r = V_1 - V_2 = V_C = 0 \;\therefore\; |V_r| = 1$ p.u.

b. Falta bifásica não aterrada: (Figura 17.2.b)

Eliminação da falta: abertura de 1 pólo do disjuntor

Tensão na fase sã:

$V_A = 1$ p.u.

Tensão nas fases faltosas:

$V_B = V_C = -0.5$ p.u.

Tensão de restabelecimento:

$V_r = V_1 - V_2 = V_C - V_B = 1 \angle 120° - 1 \angle -120° =$

$= \sqrt{3} \angle 90° \therefore |V_r| = \sqrt{3}$ p.u. ou

$|V_r| = \frac{\sqrt{3}}{2}$ p.u. (abertura simultânea dos pólos B e C)

c. Falta bifásica para terra: (Figura 17.2.c)

Eliminação da falta: abertura de 2 pólos do disjuntor

Tensão na fase sã: $|V_A| = \frac{3}{2} \frac{2\frac{X_0}{X_1}}{1 + 2\frac{X_0}{X_1}}$ p.u.

Tensão nas fases faltosas: $|V_B| = |V_C| = Q$

i Abertura do 1º pólo (fase C):

A fase aberta (C), bem como a fase A serão fases sãs para uma falta monofásica para terra (fase B).

Tensão de restabelecimento:

$V_r = V_1 - V_2 = V_C - V_B = V_C - 0$

$$|V_r| = \sqrt{3} \frac{\sqrt{\left(\frac{X_0}{X_1}\right)^2 + \frac{X_0}{X_1} + 1}}{2 + \frac{X_0}{X_1}} \text{ p.u.}$$

ii Abertura do 2º pólo (fase B):

A Abertura do 2º polo (B) corresponderá à eliminação de uma falta monofásica para terra.

Tensão de restabelecimento:

$|V_r| \doteq 1$ p.u.

d. Falta trifásica não aterrada: (Figura 17.2 d)

Eliminação da falta: abertura de 2 pólos do disjuntor

i. Abertura do 1º pólo:

A fase aberta (C) será a fase sã para uma falta bifásica não aterrada (A e B).

Tensão de restabelecimento:

$V_r = V_1 - V_2 = V_C - V_B = V_C - V_A = 1 - (-0.5) = 1.5$ p.u.

ii Abertura do 2º pólo:

A abertura do 2º pólo corresponderá à eliminação de uma falta bifásica não aterrada.

Tensão de restabelecimento:

$|V_r| = \sqrt{3}$ p.u. ou

$|V_r| = \sqrt{3}/2$ p.u. (abertura simultânea de duas fases)

e. Falta trifásica para terra: (Figura 17.2. e)

Eliminação da falta: abertura de 3 pólos do disjuntor.

i Abertura do 1º pólo:

A fase aberta (C) será a fase sã para uma falta bifásica para terra.

Tensão de restabelecimento:

$$|V_r| = \frac{3}{2} \frac{2\frac{X_0}{X_1}}{1 + 2\frac{X_0}{X_1}} \text{ p.u.}$$

ii Abertura do 2º pólo:

A segunda fase a abrir será (com a que já está aberta) fase sã para uma falta monofásica para terra.

Tensão de restabelecimento:

$$|V_r| = \sqrt{3} \frac{\sqrt{\left(\frac{X_0}{X_1}\right)^2 + \frac{X_0}{X_1} + 1}}{2 + \frac{X_0}{X_1}} \text{ p.u.}$$

iii Abertura do 3º pólo:

A terceira fase a abrir interromperá uma falta monofásica para terra.

Tensão de restabelecimento:

$|V_r| = 1$ p.u.

Na Tabela 17.1 é apresentado o resumo dos resultados

Caso fosse alterada a seqüência de abertura dos pólos do disjuntor, os valores das tensões correspondentes às fases faltosas permaneceriam inalterados, uma vez que as hipóteses consideradas inicialmente equivalem a admitir que através do disjuntor circula somente a corrente de falta.

A análise dos resultados da Tabela 17.1 conduz às seguintes conclusões:

a. O maior valor que a componente de freqüência industrial pode assumir, em primeira análise, é de $\sqrt{3}$ p.u., correspondendo às situações de primeiro pólo a interromper fase faltosa, para falta bifásica não aterrada e segundo pólo a interromper fase faltosa, para falta trifásica não aterrada.

   Entretanto, nestes dois casos, como a falta corresponde ao contato de duas fases entre si, a corrente que circula em ambas as fases faltosas é a mesma e, portanto, o zero de corrente ocorre no mesmo instante para ambas as fases, acarretando, com isso, a abertura simultânea de dois pólos do disjuntor ao invés de um só, a menos que alguma falha de interrupção ocorra em um dos pólos do disjuntor.

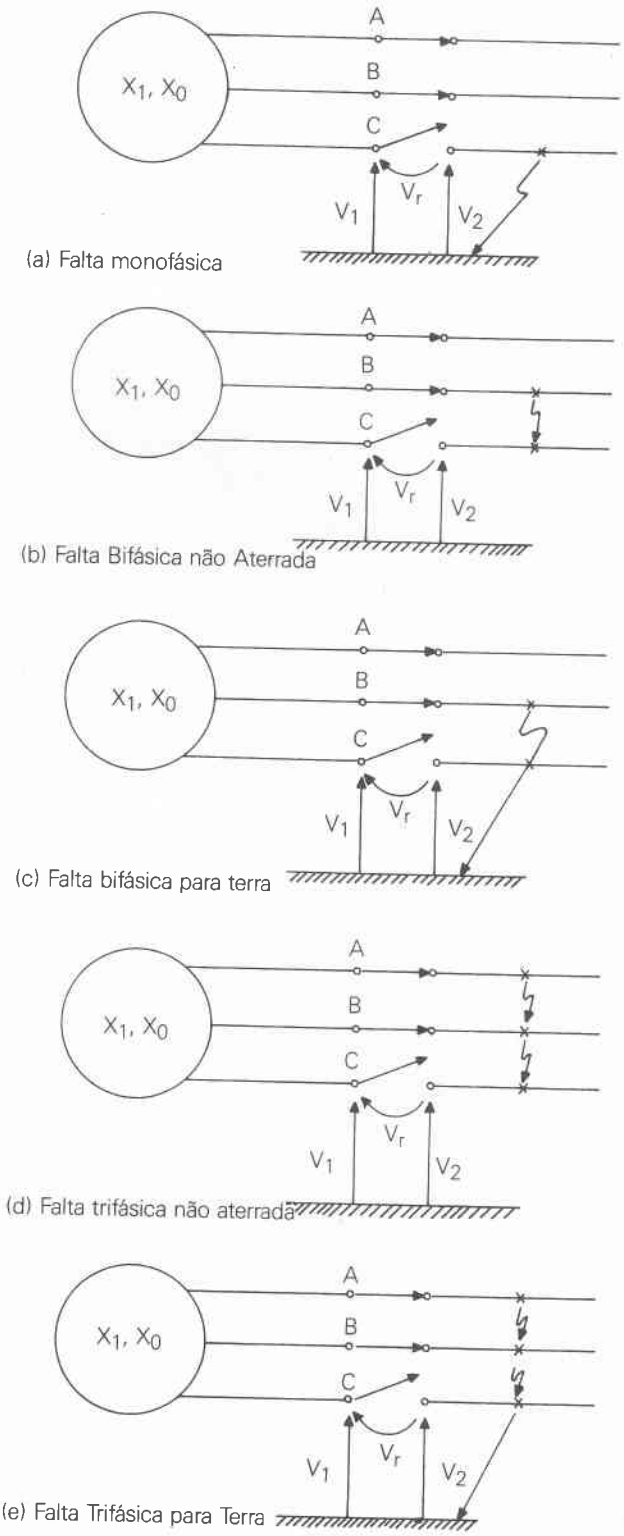
   Como conseqüência, cada pólo do disjuntor estará submetido apenas à metade do valor total da componente de freqüência industrial, ou seja, $\frac{\sqrt{3}}{2}$ p.u.

b. Considerando que para o caso anterior ocorre a abertura simultânea de dois pólos do disjuntor, o maior valor que a componente de freqüência industrial pode assumir passa a ser, então, de 3/2 p.u., correspondendo à situação de primeiro pólo a interromper fase faltosa em falta trifásica não aterrada.

c. Nos dois casos anteriores a componente de freqüência industrial independe do grau de aterramento da rede (relação X_0 / X_1), pois as faltas não envolvem a terra.

d. Nos casos de faltas que envolvem a terra, exceto para falta monofásica, a componente de freqüência industrial é calculada através de expressões, em função da relação X_0 / X_1.

Na Tabela também aparecem os valores extremos dessas expressões quando a relação X_0 / X_1 varia entre zero (sistema solidamente aterrado) e infinito (sistema isolado)



ura 17.2

TABELA 17.1 - Resumo dos Resultados

Pólo Aberto Tipo de Falta	1º	2º	3º
FT	1	—	—
2F	$\frac{\sqrt{3}}{2}$ (abertura simultânea de 2 pólos ou $\sqrt{3}$ (pólo preso)	$\frac{\sqrt{3}}{2}$ (abertura simultânea de 2 pólos ou —	—
2FT	$\sqrt{3}\,\frac{\sqrt{\left(\frac{X_0}{X_1}\right)^2 + \left(\frac{X_0}{X_1}\right) + 1}}{2 + \frac{X_0}{X_1}}$ (entre $\frac{\sqrt{3}}{2}$ e $\sqrt{3}$)	1	—
3F	$\frac{3}{2}$	$\frac{\sqrt{3}}{2}$ (abertura simultânea de 2 pólos) ou $\sqrt{3}$ (pólo preso)	$\frac{\sqrt{3}}{2}$ (abertura simultânea de 2 pólos) ou —
3FT	$\frac{3}{2}\,\frac{2\,\frac{X_0}{X_1}}{1 + 2\,\frac{X_0}{X_1}}$ (entre 0 e $\frac{3}{2}$)	$\sqrt{3}\,\frac{\sqrt{\left(\frac{X_0}{X_1}\right)^2 + \left(\frac{X_0}{X_1}\right) + 1}}{2 + \frac{X_0}{X_1}}$ (entre $\frac{\sqrt{3}}{2}$ e $\sqrt{3}$)	1

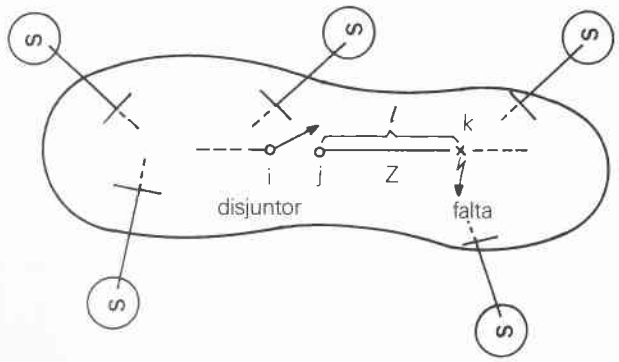
3.1.2 Falta num Ponto Qualquer de uma Grande Rede Elétrica

A situação de falta num ponto qualquer de uma grande rede elétrica, conforme é mostrado na Figura 17.3, corresponde ao caso mais geral possível.

Da mesma forma que na situação anterior, devem ser analisados os diferentes tipos de falta combinados com as diferentes situações dos pólos do disjuntor. Além disso deve ser levado em conta que a seqüência de abertura dos pólos do disjuntor e o local de aplicação da falta, a montante ou a jusante do disjuntor, também tem influência nos valores das componentes de freqüência industrial a serem obtidos.

Para a análise de um caso genérico, é empregada a metodologia descrita na referência 13, sendo a rede reduzida a equivalentes [14] vistos dos terminais do disjuntor em estudo.

Uma vez definidos os equivalentes, calculam-se então as tensões e correntes para as diversas condições de falta e situações de pólos.



l = distância do ponto de falta ao disjuntor
Z = impedância da linha por unidade de comprimento

Figura 17.3

A representação trifásica da rede em estudo é mostrada na Figura 17.4, onde aparecem os equivalentes já determinados.

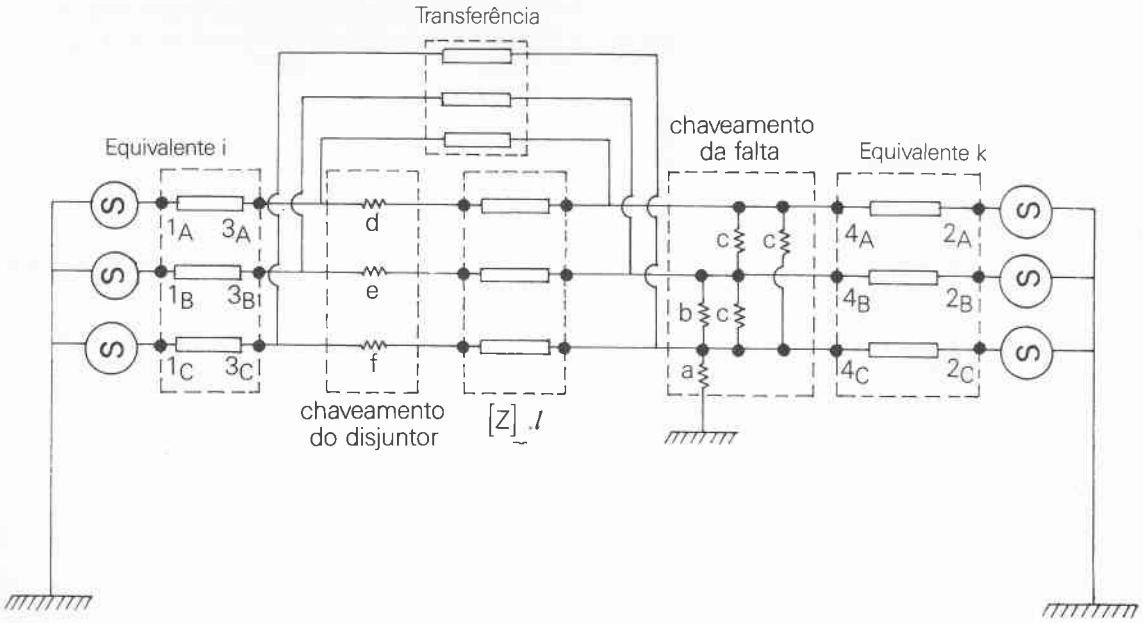


Figura 17.4

O tipo de falta é definido pelos valores das admitâncias a, b, c na tabela 17.2.

A situação dos pólos do disjuntor é definida pelos valores das admitâncias d, e, f na Tabela 17.3.

TABELA 17.2

Tipo de Falta	Valores das Admitâncias		
	a	b	c
monofásica	∞	0	∞
bifásica p/terra	∞	∞	0
bifásica s/terra	0	∞	0
trifásica p/terra	∞	0	∞
trifásica s/terra	0	0	∞
ausência de falta	0	0	0

TABELA 17.3

Situação dos Pólos do Disjuntor	Valores das Admitâncias		
	d	e	f
pólo 1 aberto	0		
pólo 1 fechado	∞		
pólo 2 aberto		0	
pólo 2 fechado		∞	
pólo 3 aberto			0
pólo 3 fechado			∞

A solução do circuito da Figura 17.4 é feita através da matriz de admitância nodal [Y barra], de acordo com a seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} I_{1a} \\ I_{1b} \\ I_{1c} \\ \vdots \\ I_{4a} \\ I_{4b} \\ I_{4c} \end{bmatrix} = [Y\ barra]\,[V_{1a} \ldots V_{4c}]^t \qquad (17.1)$$

Definem-se ainda as seguintes submatrizes de admitância:

$[Y_1]$ matriz primitiva de admitância de fase que representa o equivalente i.

$[Y_2]$ matriz primitiva de admitância de fase que representa o equivalente k.

$[Y_M]$ matriz primitiva de admitância de fase que representa a transferência entre os equivalentes i e k.

$[Y_F]$ matriz de chaveamento para a falta

$$Y_F = \begin{bmatrix} 2c & -c & -c \\ -c & b+2c & -b-c \\ -c & -b-c & a+b+2c \end{bmatrix}$$

$[Y_D]$ matriz de chaveamento do disjuntor

$$Y_D = \begin{bmatrix} d & 0 & 0 \\ 0 & e & 0 \\ 0 & 0 & f \end{bmatrix}$$

$$[Y_{D'}] = [Y_D] + ([Z].\,l)^{-1}$$

A equação 17.1 pode, então, ser reescrita da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 & 0 & -Y_1 & 0 \\ 0 & Y_2 & 0 & -Y_2 \\ -Y_1 & 0 & Y_1+Y_F+Y_M+Y_{D'} & -Y_{D'}-Y_M \\ 0 & -Y_2 & -Y_{D'}-Y_M & Y_2+Y_M+Y_{D'} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \qquad (17.2)$$

Onde:

$I_1 = [I_{1a}\ I_{1b}\ I_{1c}]^t \qquad V_1 = [V_{1a}\ V_{2b}\ V_{3c}]^t$

$I_2 = [I_{2a}\ I_{2b}\ I_{2c}]^t \qquad V_2 = [V_{2a}\ V_{2b}\ V_{2c}]^t$

$I_3 = [I_{3a}\ I_{3b}\ I_{3c}]^t \qquad V_3 = [V_{3a}\ V_{3b}\ V_{3c}]^t$

$I_4 = [I_{4a}\ I_{4b}\ I_{4c}]^t \qquad V_4 = [V_{4a}\ V_{4b}\ V_{4c}]^t$

Condições de Contorno:

i $I_3 = I_4 = [0 \quad 0 \quad 0]^t$,

pois são nulas as injeções de correntes nestes nós.

ii V_1 e V_2 definidos pelas fontes dos equivalentes i e k, respectivamente.

Para determinar-se o valor da tensão entre os pólos do disjuntor, que é a componente de freqüência industrial da tensão de restabelecimento, deve ser calculada a diferença de tensão (V_3 - V_4).

Aplicando à esq. 17.2 as condições de contorno, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \hline 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{cc|cc} Y_1 & 0 & -Y_1 & 0 \\ 0 & Y_2 & 0 & -Y_2 \\ \hline -Y_1 & 0 & r & s \\ 0 & -Y_2 & s & t \end{array}\right] \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \hline V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}$$

Onde:

$r = Y_1 + Y_F + Y_M + Y'_D$

$s = -Y'_D - Y_M$

$t = Y_2 + Y_M + Y'_D$

V_1 = tensão da fonte do equivalente i

V_2 = Tensão da fonte do equivalente k

Obtém-se, então o seguinte sistema de equações:

$r\,V_3 + s\,V_4 = Y_1\,V_1$

$s\,V_3 + t\,V_4 = Y_2\,V_2$

Resolvendo o sistema, chega-se a:

$$V_3 - V_4 = [(t+s)Y_1\,V_1 - (r+s)\,Y_2\,V_2]\,[rt-s^2]^{-1} \qquad (17.3)$$

A eq. 17.3 representa a expressão geral da componente de freqüência industrial da tensão de restabelecimento para qualquer tipo de falta, situação e seqüência de abertura dos pólos do disjuntor.

Dessa forma fica concluída a análise de componente de freqüência industrial da tensão de restabelecimento transitória.

3.2 Análise da Taxa de Crescimento da Tensão de Restabelecimento

A taxa de crescimento da tensão de restabelecimento - TCTR, por ser um parâmetro que também define a severidade da TRT, deve portanto ser analisada detalhadamente.

A TCTR é a variação da TRT no tempo.

Foi visto no item 2.3, que o período em que existe o risco da reignição do arco elétrico pela taxa de crescimento da TRT é aquele imediatamente após a extinção do arco.

A observação da TCTR se dá nos instantes iniciais, no máximo até a ocorrência do primeiro pico da TRT, em tempos da ordem de 100 μs. Os valores da TCTR nos instantes subseqüentes são menores que os anteriores e, portanto, já não solicitam o disjuntor de maneira tão severa.

Tendo em vista a definição da TCTR, para o seu cálculo é necessário o conhecimento da evolução da TRT ao longo do tempo.

A determinação da TRT em função do tempo será apresentada com detalhes somente no item 5 do presente capítulo.

Todavia, o cálculo da TRT nos instantes iniciais será aqui realizado para permitir a determinação da TCTR, não sendo necessário, nesse caso, considerar a propagação da onda da TRT através das linhas de transmissão nem as reflexões da onda em pontos de descontinuidade.

O método empregado para esse cálculo será o de injeção de corrente, já citado no item 2.4.1.

A rede em estudo é reduzida a uma impedância equivalente Z (ω) em função da freqüência, vista dos terminais do pólo aberto do disjuntor.

No circuito equivalente da Figura 17.5 estão mostradas a fonte de corrente correspondente à corrente de curto-circuito que circula através do pólo do disjuntor antes de sua abertura e a impedância equivalente Z (ω).

De acordo com a figura 17.5, a TRT nos instantes iniciais, correspondente ao pólo aberto do disjuntor será:

$$v(t) = i(t)\, Z(\omega) \qquad (17.4)$$

Onde:

$$i(t) = I_m \operatorname{sen} \omega t \cong I_m\, \omega t$$

A aproximação acima foi possível porque o tempo de interesse é pequeno (de 100 μs) e, portanto, senωt $\cong$ ωt.

Por outro lado, nesse tempo de interesse, a função ωt pode ser interpretada como um impulso com tempo de frente de onda de 100μs, caracterizando, conseqüentemente, uma excitação de alta freqüência.

Nestas condições, é possível considerar a impedância equivalente Z (ω) igual [15] à impedância de surto Z_O, vista dos terminais do polo aberto do disjuntor.

A TCTR é então obtida a partir da derivada da eq. 17.4, calculada para a origem:

$$TCTR = \frac{d}{d_t} v(t)\Big|_{t=0} = \frac{d}{d_t}[i(t)Z(\omega)]\Big|_{t=0} = \frac{d}{d_t}[I_m \omega t Z_0]\Big|_{t=0}$$

$$TCTR = I_m \omega\, Z_0 \qquad (17.5)$$

A eq. 17.5 não considera as capacitâncias parasitas do circuito, existentes de cada lado do disjuntor e como conseqüência, o valor da TCTR assim obtida é conservativo.

Conclui-se, finalmente, que a TCTR é função da corrente de curto-circuito que circula no pólo do disjuntor antes de sua abertura, da freqüência industrial e da impedância de surto equivalente vista dos terminais do pólo aberto do disjuntor.

Da mesma forma que para o cálculo da componente de freqüência industrial é possível a dedução de um circuito, mostrado na Figura 17.6, para a análise da TCTR para faltas terminais, para qualquer situação e seqüência de abertura dos pólos do disjuntor, com aplicação do método de injeção de corrente.

A solução do circuito da Figura 17.6 também é feita através da equação (17.1). As seguintes submatrizes de admitância são definidas:

$[ZS_1]^{-1}$ inverso da matriz equivalente de impedâncias de surto das linhas que convergem no nó i.

$[ZS_2]^{-1}$ inverso da matriz equivalente de impedâncias de surto das linhas que convergem no nó k.

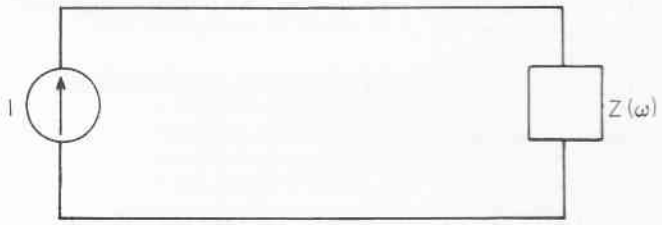


Figura 17.5

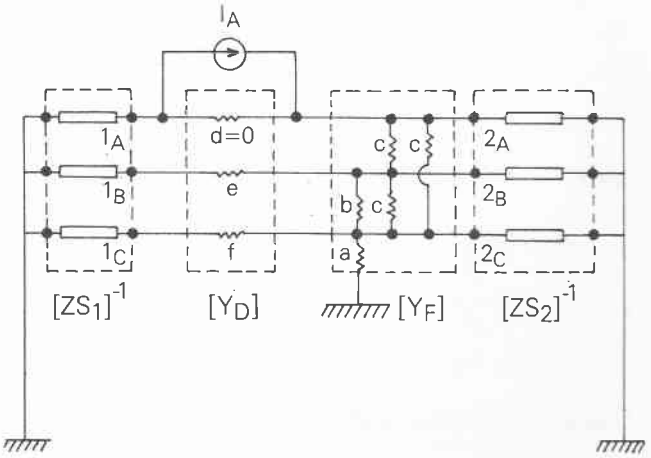


Figura 17.6

As matrizes $[Y_F]$ e $[Y_D]$ são as mesmas já definidas anteriormente.

Reescrevendo a eq. 17.1, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} ZS_1^{-1} + Y_F + Y_D & -Y_D \\ -Y_D & ZS_2^{-1} + Y_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \qquad (17.6)$$

Onde:

$I_1 = [I_{1a}\ I_{1b}\ I_{1c}]^t \qquad V_1 = [V_{1a}\ V_{1b}\ V_{1c}]^t$

$I_2 = [I_{2a}\ I_{2b}\ I_{2c}]^T \qquad V_2 = [V_{2a}\ V_{2b}\ V_{2c}]^t$

Condições de contorno:

i Supondo que o pólo do disjuntor a abrir é o da fase A, tem-se:

$I_{1a} = -I_{2a} = I_A$, que é a corrente de falta na fase A

$I_{1b} = I_{1c} = I_{2b} = I_{2c} = 0$

O valor da TRT nos instantes iniciais correspondente à abertura do pólo do disjuntor será a diferença de tensão $(V_1 - V_2)$.

Aplicando à esq. 17.6 as condições de contorno tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ -I_A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u & v \\ v & x \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$$

Onde:

$u = ZS_1^{-1} + Y_F + Y_D$

$v = -Y_D$

$x = ZS_2^{-1} + Y_D$

O seguinte sistema é então obtido:

$u\,V_1 + v\,V_2 = I_A$

$v\,V_1 + x\,V_2 = -I_A$

Resolvendo o sistema, chega-se a:

$$\therefore\ V_1 - V_2 = [u + x + 2\,v]\ \ [ux - v_2]^{-1}\ I_A \qquad (17.7)$$

A eq. 17.7 representa a expressão geral para a TRT nos instantes iniciais, onde:

$[u + x + 2v]\ [ux - v_2]^{-1}$..... impedância de surto vista dos terminais do pólo aberto do disjuntor, Z_O

I_A ..... valor de pico da corrente de curto-circuito da fase a abrir (fase A, no caso)

Os valores das correntes de falta são obtidos da eq. 17.2 através do seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} I_1 = Y_1\,(V_1 - V_3) \\ I_2 = Y_2\,(V_2 - V_4) \end{cases}$$

Como a diferença de tensão $(V_3 - V_4)$ já foi obtida da eq. 17.3, a obtenção das correntes I_1 e I_2 é imediata, levando-se em conta as condições de contorno, já mencionadas, de que na fase em falta $I_1 = -I_2$ e na fase sã, $I_1 = I_2 = 0$.

Para a obtenção da expressão geral para a TCTR correspondente a faltas terminais, basta multiplicar a eq. 17.7 pela freqüência industrial ω.

$$\therefore\ TCTR = [u + x + 2v]\ \ [ux - v^2]^{-1}\ I_A\,\omega \qquad (17.8)$$

Para faltas quilométricas, como o ponto de falta se desloca ao longo da linha de transmissão, afastando-se do disjuntor, a impedância de surto vista pelos terminais do pólo aberto do disjuntor é aquela calculada para a rede sem falta e as correntes de curto-circuito, aquelas calculadas para a rede da Figura 17.3.

Como foi afirmado no início dessa análise, os valores da TCTR obtidos pela eq. 17.8 são conservativos, face à não consideração das capacitâncias parasitas do circuito.

Tais valores são úteis principalmente quando o objetivo da análise é de determinar a severidade da onda da TRT.

Nos casos onde se torna necessário o conhecimento de valores de TCTR mais realistas, como por exemplo, em especificações de disjuntores, a TCTR deve ser calculada considerando-se a análise das componentes de freqüência natural da TRT e considerando-se também uma modelagem em que mais elementos de rede sejam representados.

4 Freqüências Naturais de Oscilação da TRT

Na Figura 17.7 estão mostrados os pontos de ocorrência de falta que são de especial interesse por estarem associados a um número definido de freqüências naturais de oscilação da TRT [7], [8] e [9].

Esses pontos cobrem todos os locais possíveis de ocorrência de falta em um sistema de potência.

A correspondência entre o ponto de ocorrência de falta, o disjuntor a abrir para isolar a falta e o número de freqüências naturais de oscilação aparece resumida na Tabela 17.4.

Esta correspondência será demonstrada, a seguir, através de circuitos equivalentes, para cada ponto de falta e disjuntor a abrir considerados.

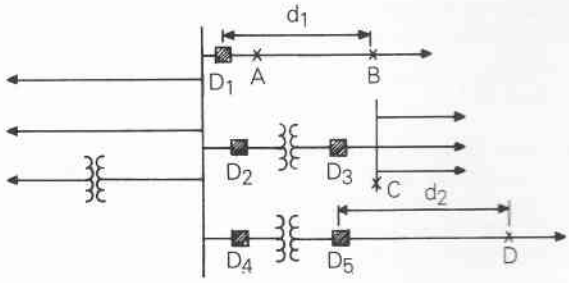


Figura 17.7

TABELA 17.4

Ponto de Falta	Classificação da Falta	Disjuntor a Abrir	Número de Freqüências Naturais de Oscilação
A	terminal	D_1	1
B	quilométrica	D_1	2
C	terminal, alimentada por transformador	D_2 ou D_3	2
D	quilométrica, alimentada por transformador	D_4 ou D_5	3

Além das resistências e dos demais elementos que figuram nos circuitos equivalentes, os seguintes fatores também influenciam no valor da tensão de restabelecimento transitória [11]:

- tensão do arco elétrico
- interrupção da falta antes do zero de corrente
- componente contínua da corrente de curto-circuito

Quando todos esses fatores são considerados simultaneamente, as soluções dos circuitos equivalentes adquirem grande complexidade algébrica.

Por esse motivo, a influência de cada um desses fatores no valor da tensão de restabelecimento transitória será investigada separadamente, no presente item, apenas para o caso da falta terminal, que corresponde ao circuito equivalente mais simples.

As conclusões também serão válidas para faltas ocorridas nos demais pontos indicados na Figura 17.7, uma vez que os circuitos equivalentes correspondentes, da mesma forma que para a falta terminal, são constituídos de malhas fechadas R, L, C.

Para simplificar a análise das faltas ocorridas nos demais pontos indicados na Figura 17.7, além de não serem considerados os efeitos dos referidos fatores, serão consideradas desprezíveis as resistências dos circuitos equivalentes. Estas simplificações, por retratarem de forma aproximada as características de sistemas reais, não trazem prejuízo para os resultados a serem obtidos.

4.1 Falta Terminal (ponto A)

O circuito equivalente, visto do disjuntor D_1, para uma falta aplicada no ponto A, é mostrado na Figura 17.8 .

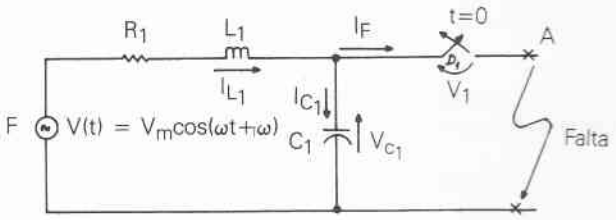


Figura 17.8

Este circuito é constituído de uma malha, R, L, C fechada, cuja freqüência natural de oscilação é definida pelos parâmetros L_1 e C_1.

A fonte de tensão F e a impedância $Z_1 = R_1 + j\omega L_1$, representam o equivalente do sistema visto do disjuntor D_1.

A capacitância C_1 representa as capacitâncias dos barramentos e das buchas e dos enrolamentos dos equipamentos conectados ao disjuntor D_1.

A tensão de restabelecimento V_R do disjuntor D_1 será igual a V_{c_1}.

A partir do circuito da Figura 17.8 pode-se escrever a seguinte equação:

$$\frac{d^2V_{c_1}}{dt^2} + \frac{R_1}{L_1}\frac{d\,V_{c_1}}{dt} + \frac{1}{L_1 C_1}V_{c_1} =$$

$$= \frac{V_m}{L_1C_1}\cos(\omega t + \theta) \qquad (17.9)$$

Aplicando Laplace à eq. 17.9, tem-se:

$$(S^2 + \frac{R_1}{L_1}S + \frac{1}{L_1C_1})V_{c_1}(S) =$$

$$= (\frac{R_1}{L_1} + 1)V'_{c_1}(0) + S\,V_{c_1}(0) +$$

$$\frac{V_m}{L_1 C_1}\left[\cos\theta\frac{S}{S^2+\omega^2} - \operatorname{sen}\theta\frac{\omega}{S^2+\omega^2}\right] \qquad (17.10)$$

As condições iniciais são as seguintes:

i No instante de abertura do disjuntor D_1 a tensão que aparece através dos seus contatos é a tensão do arco que se forma em sua câmara de extinção. Essa tensão ficará armazenada no capacitor C_1 até a completa extinção do arco e, portanto $V_{c_1}(0^-) = V_{arco}$.

Como a tensão no capacitor não pode variar instantaneamente, tem-se que:

$$V_{c_1}(0^-) = V_{c_1}(0^+) = V_{c_1}(0) = V_{arco} \qquad (17.11)$$

ii Durante a falta, a corrente que passa pelo disjuntor D_1 é I_F, que também é a corrente que passa pelo indutor L_1. Portanto, $I_{L_1}(0^-) = I_F$. Com a abertura do disjuntor, com a corrente no indutor não pode variar instantaneamente, tem-se que $I_L(0^-) = I_L(0^+) = I_F$. Mas, após a interrupção da falta I_F passa a circular pelo capacitor C_1. Portanto,

$$V'_{c_1}(0) = \frac{1}{c_2}\,I_F \qquad (17.12)$$

Além das condições iniciais, a ordem de grandeza dos elementos que compõem a eq. 17.9 permite a adoção das seguintes simplificações:

iii A freqüência natural de oscilação ω_0 é muito maior do que a freqüência industrial ω. Portanto, pode-se assumir que

$$\frac{\omega_0^2}{\omega_0^2 - \omega^2} \simeq 1 \qquad (17.13)$$

iv Durante o período de interesse, isto é, durante o tempo para o qual a freqüência natural de oscilação persiste, com o conseqüente risco de reacendimento do arco, há pouca variação na componente da tensão de restabelecimento à freqüência industrial em presença das oscilações transitórias. Em outras palavras,

$$\cos\omega t \simeq 1 \qquad (17.14)$$

A partir desse ponto, é feita a investigação da influência, em separado, de cada fator já mencionado anteriormente, isto é, resistência do circuito, tensão de arco etc., no valor da tensão de restabelecimento transitória, conforme segue:

a Resistência R_1 do Circuito:

Neste caso, desprezando-se a influência dos demais fatores, a eq. 17.10 reduz-se a:

$$S^2 + \frac{R_1}{L_1}S + \frac{1}{L_1C_1}V_r(S) = \frac{V_m}{L_1C_1}\cdot\frac{S}{S^2+\omega^2} \qquad (17.15)$$

Explicitando-se $V_r(S)$:

$$V_r(S) = \frac{V_m}{L_1C_1}\cdot\frac{S}{(S_2+\omega^2)(S^2+\frac{R_1}{L_1}S+\frac{1}{L_1C_1})} \qquad (17.16)$$

Considerando-se a simplificação da eq. 17.13 e também, que $\frac{R_1}{L_1} << \frac{1}{L_1C_1}$, chega-se, finalmente, a:

$$V_r(t) = V_m(\cos\omega t - e^{\frac{R_1}{2L_1}t}\cos\omega_0 t \qquad (17.17)$$

onde $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L_1C_1}}$ é a freqüência de oscilação do circuito da Figura 17.8.

Na Figura 17.9 está mostrado o gráfico de $V_r(t)xt$, onde se verifica que o valor em regime permanente de $V_r(t)$ será igual $V_m \cos\omega t$, que é a tensão da fonte. A componente transitória igual a $V_m\cos\omega_0 t$ se atenua muito rapidamente por causa da resistência R_1 do circuito.

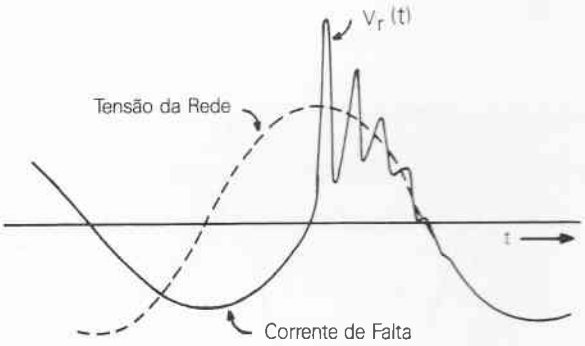


Figura 17.9

Considerando-se a simplificação da eq. 17.14 e desprezando-se a resistência R_1, a eq. 17.17 reduz-se a:

$$V_r(t) = V_m(1 - \cos\omega_0 t)$$

Da observação da eq. 17.18, verifica-se que a componente de freqüência industrial é mantida no seu valor máximo, enquanto que a transitória não é atenuada.

Conclui-se, então, que desprezar a resistência R_1 do circuito acarreta em erro a favor da segurança, sendo, portanto, uma hipótese conservativa.

b. Tensão do arco:

A eq. 17.10 reduz-se a:

$$\left(S^2 + \frac{1}{L_1C_1}\right) V_r(S) = SV_{c_1}(0) + \frac{V_m}{L_1C_1}\frac{S}{S^2 + \omega^2} \quad (17.19)$$

Explicitando-se $V_r(S)$, voltando para o domínio do tempo e considerando-se as simplificações das eqs. 17.13 e 17.14, chega-se a:

$$V_r(t) = V_m(1 - \cos\omega_0 t) + V_{c_1}(0)\cos\omega_0 t \quad (17.20)$$

Portanto, desprezar a tensão de arco consiste em hipótese não conservativa. Entretanto, como nos casos reais a magnitude da tensão de arco é muito menor do que o valor de pico da tensão da rede, o erro cometido é desprezível.

Na Figura 17.10 está mostrado o gráfico de $V_r(t)$ x t, considerando o efeito da tensão de arco.

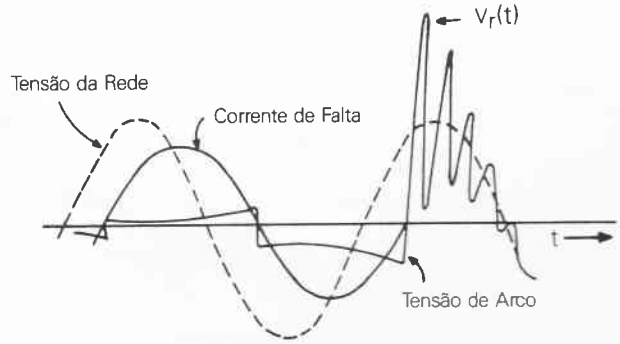


Figura 17.10

c. Interrupção antes do Zero de Corrente:

A eq. 17.10 reduz-se a:

$$\left(S^2 + \frac{1}{L_1C_1}\right) V_r(S) = V'_{c_1}(0) + \frac{V_m}{L_1C_1}\frac{S}{S_2 + \omega_2} \quad (17.21)$$

Explicitando-se $V_r(S)$, voltando para o domínio do tempo e considerando-se as simplificações das esq. 17.13 e 17.14, chega-se a:

$$V_r(t) = V_m(1 - \cos\omega_0 t) + \frac{V'_{c_1}(0)}{\omega_0}\operatorname{sen}\omega_0 t \quad (17.22)$$

Onde:

$$V'_{c_1}(0) = \frac{1}{C_1} I_F \quad (17.23)$$

Portanto, quanto maior for o valor da corrente I_F, interrompida antes do zero, maior será $V'_C(0)$ e, consequentemente, $V_r(t)$. Entretanto, na prática, a interrupção do circuito ocorre quando $I_F \simeq 0$.

Na Figura 17.11 está mostrado o gráfico de $V_r(t)$ x t, considerando-se o efeito da interrupção antes do zero de corrente.

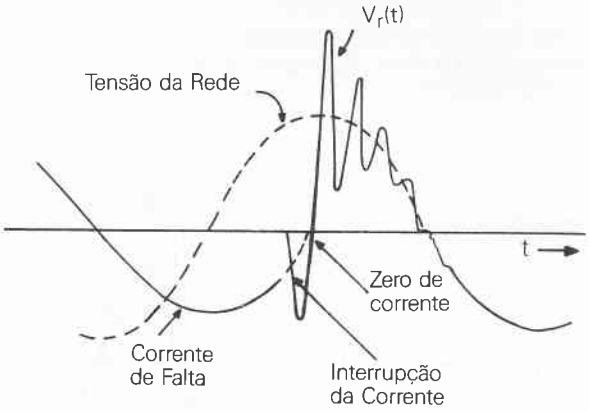


Figura 17.11

d. Componente Contínua da Corrente de Curto-Circuito

Uma corrente de falta pode apresentar qualquer grau de assimetria devido à presença de sua componente contínua, dependendo do valor instantâneo da tensão no momento da ocorrência da falta.

Se essa tensão estiver passando pelo valor máximo, correspondente a um ângulo $\theta = 0$, a componente contínua da corrente de falta será nula e vice-versa.

A interrupção também se dará no zero de corrente e a tensão de restabelecimento oscilará em torno do valor instantâneo da tensão da fonte.

Entretanto, com uma corrente de falta assimétrica, o valor de pico da tensão da fonte, que agora corresponde a um ângulo $\theta \neq 0$, será inferior ao valor de pico para $\theta = 0$ e, conseqüentemente, a tensão de restabelecimento transitória também será menor.

A eq. 17.10 ficará, então:

$$\left(S^2 + \frac{1}{L_1C_1}\right) V_r(S) =$$

$$= \frac{V_m}{L_1 C_1}\left[\cos\theta \frac{S}{S^2 + \omega^2} - \operatorname{sen}\theta \frac{\omega}{S^2 + \omega^2}\right] \qquad (17.24)$$

Explicitando-se $V_r(S)$, voltando para o domínio do tempo e considerando-se as simplificações das fgs. 17.3 e 17.14, chega-se, finalmente, a:

$$V_r(t) = V_m \cos\theta\,(1 - \cos\omega_0 t) \qquad (17.25)$$

Observa-se, então, que quanto maior for a componente contínua da corrente de falta, menor será o valor da tensão de restabelecimento transitória.

Conclui-se, portanto, que desprezar essa componente contínua consiste em hipótese conservativa.

Na Figura 17.12 está mostrado o gráfico de $V_r(t)$ x t, considerando-se o efeito da componente contínua da corrente de falta.

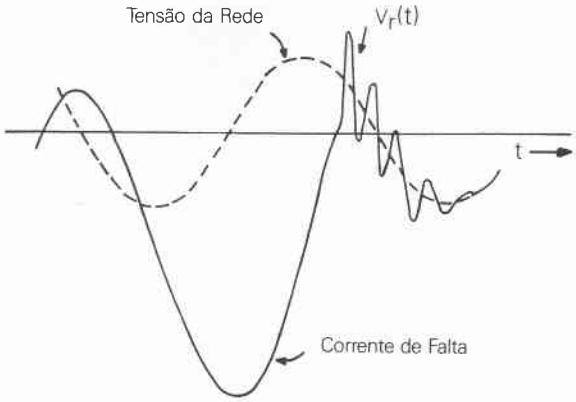


Figura 17.12

A conclusão dessa análise é de que, embora os diversos fatores aqui tratados influenciem no valor da tensão de restabelecimento transitória, o erro cometido, quando esses fatores não são considerados, é a favor da segurança, como visto em a) e d), ou então, é desprezível, como em b) e c).

Como os demais tipos de falta indicados na Figura 17.7 envolvem circuitos equivalentes mais complexos, as soluções desses circuitos possuem um grau de dificuldade algébrica ainda maior do que a do caso já analisado.

Portanto, para simplificar a análise dos tipos de falta restantes, a mesma será desenvolvida sem levar em conta a influência dos fatores já investigados, uma vez que as conclusões aqui obtidas também se aplicam para o restante dos tipos de falta.

4.2 Falta Quilométrica (ponto B)

Para uma falta aplicada no ponto B, o circuito equivalente visto do disjuntor D2 é mostrado na Figura 17.13.

Neste caso, observa-se a existência de duas malhas R, L, C fechadas e independentes uma da outra, correspondentes ao circuito 1 (fonte), com freqüência natural de oscilação definida por L_1 e C_1,e ao circuito 2 (linha) com freqüência natural de oscilação definida por L_2 e C_2, respectivamente.

Da mesma forma que no caso anterior, a fonte de tensão F e a impedância $Z_1 = R_1 + j\omega L_1$ representam o equivalente do sistema visto do disjuntor D_1, bem como C_1 representa as capacitâncias dos barramentos e das buchas e dos enrolamentos dos equipamentos conectados ao disjuntor D_1.

Os parâmetros do trecho de linha compreendido entre o disjuntor D_1 e o ponto de falta B, por unidade de comprimento, são r_2, l_2 e C_2, respectivamente, tais como:

$$r_2 \times d_1 = R_2$$

$$l_2 \times d_1 = L_2$$

$$c_2 \times d_1 = C_2$$

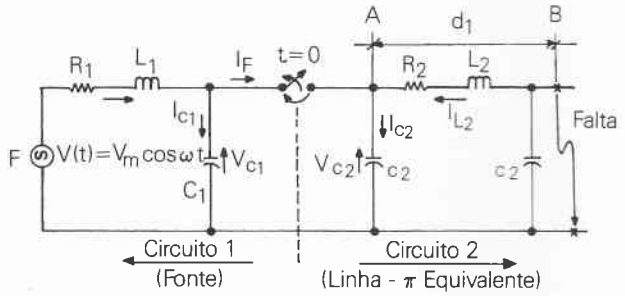


Figura 17.13

Para o circuito 1 da Figura 17.13, a equação de V_c (t) é a mesma eq. 17.9. Portanto, desprezando-se R_1, tem-se:

$$V_c(t) = \frac{V'_{C1}(0)}{\omega 1} \text{sen}\, \omega_1 t + V_{C1}(0) \cos \omega_1 t + \frac{\omega_1^2}{\omega_1^2 - \omega^2} (\cos \omega t - \cos \omega_1 t) \qquad (17.26)$$

Onde:

$$\omega_1 = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}}$$

que é a freqüência natural de oscilação do circuito 1.

Para o circuito 2 da Figura 17.13, a equação de $V_{c2}(t)$ é a mesma que para $V_{c1}(t)$, com a diferença que a excitação é nula. Desprezando-se R_2, tem-se:

$$V_{c2}(t) = \frac{V'_{c2}(0)}{\omega_2} \text{sen}\, \omega_2 t + V_{c2}(0) \cos \omega_2 t \qquad (17.27)$$

Onde:

$$\omega_2 = \frac{1}{\sqrt{L_2 C_2}}$$

que é a freqüência natural de oscilação do circuito 2.

No presente caso, $V_r(t) = V_{c1}(t) - V_{c2}(t)$.

Repetindo a mesma hipótese do caso anterior de que o disjuntor interrompe o circuito somente quando da passagem da corrente de falta por zero, chega-se às seguintes condições iniciais:

Durante a falta, $V_{c1}(0) = V_{c2}(0)$ porque C_1 está em paralelo com C_2.
Por outro lado, $\omega L_2 << (1/\omega C_1 // 1/\omega C_2) \rightarrow I_{c1} = I_{c2} = 0$ e por isso,

$$V_{c1}(0) = V_{c2}(0) \simeq \frac{L_2}{L_1 + L_2} V_m \qquad (17.28)$$

ii Durante a falta, como $I_{c1} = I_{c2} = 0$, $|I_{L1}| = |I_F| = |I_{L2}|$.

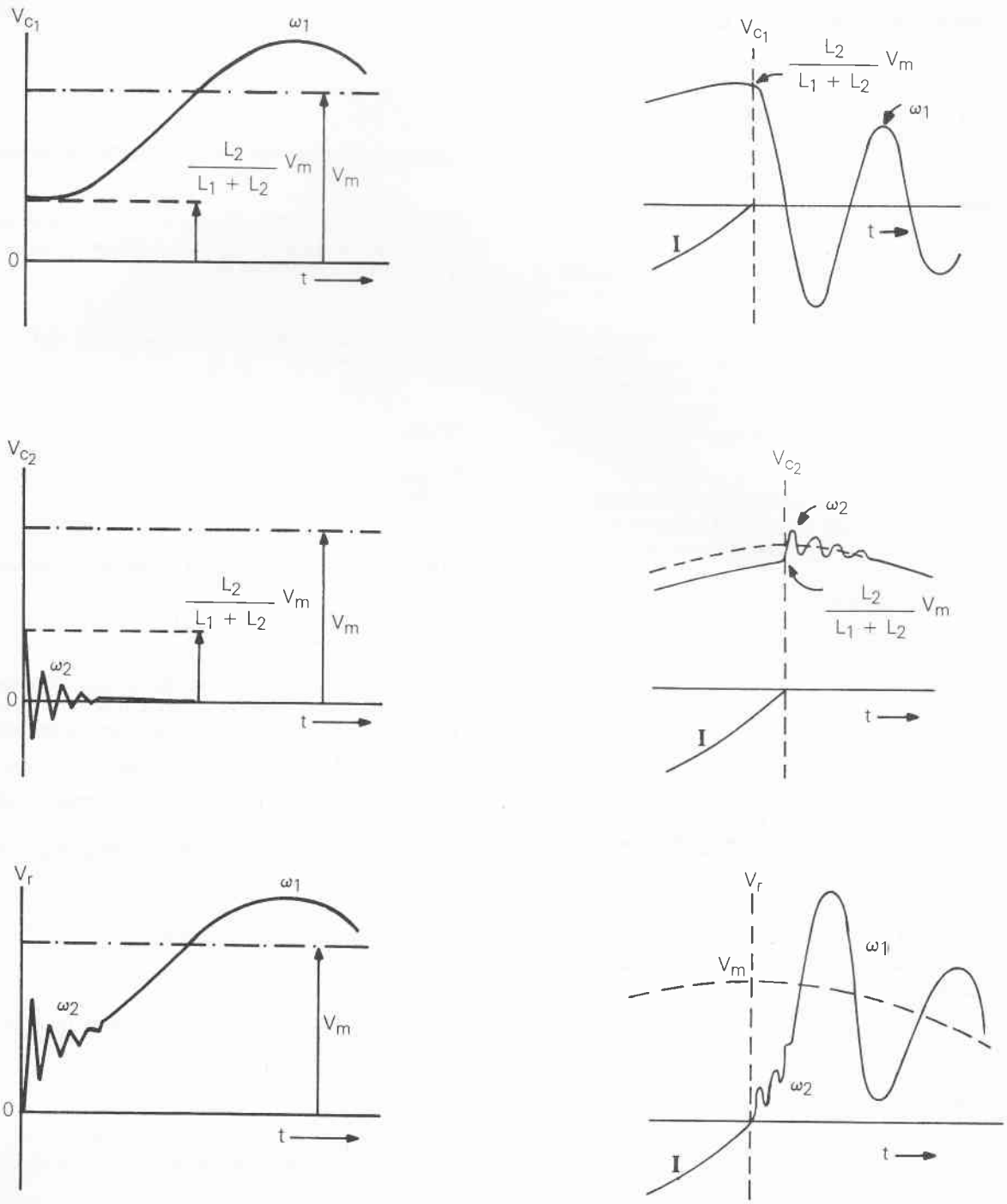
Para o disjuntor abrir, $I_F = 0 \rightarrow I_{L1}(0^-) = I_{L2}(0^-) = 0$. Mas como a corrente no indutor não pode variar instantaneamente, conclui-se que

$$I_{L1}(0^-) = I_{L1}(0^+) = I_{c1}(0^+) = C_1 V'_{c1}(0^+) = 0 \qquad (17.29)$$

$$I_{L2}(0^-) = I_{L2}(0^+) = I_{c2}(0^+) = C_2 V'_{c2}(0^+) = 0 \qquad (17.30)$$

Das eqs. 17.29 e 17.30 chega-se, finalmente, a:

$$V'_{C1}(0) = V'_{c2}(0) = 0 \qquad (17.31)$$



(a) $\omega_1 < \omega_2$
$L_1 > L_2$

(b) $\omega_1 < \omega_2$
$L_1 > L_2$

Figura 17.14

Substituindo-se as eqs. 17.28 e 17.31 nas eqs. 17.26 e 17.27, subtraindo-se a eq. 17.27 da eq. 17.26 e

considerando-se ainda que $\dfrac{\omega_1^2}{\omega_1^2 - \omega^2} \simeq 1$, pois como no

caso anterior $\omega_1 >> \omega$, chega-se a:

$$V_r(t) = V_m \left(\cos \omega t - \frac{L_1}{L_1 + L_2} \cos \omega_1 t - \frac{L_2}{L_1 + L_2} \cos \omega_2 t\right) \tag{17.31}$$

Da mesma forma que para a falta terminal, durante o período de interesse, $\cos \omega t = 1$ e, portanto, tem-se:

$$V_r(t) = V_m \left(1 - \frac{L_1}{L_1 + L_2} \cos \omega_1 t - \frac{L_2}{L_1 + L_2} \cos \omega_2 t\right) \tag{17.32}$$

Na Figura 17.14 estão mostrados os gráficos de $V_{C1}(t)$, $V_{C2}(t)$ e $V_r(t)$.

Os gráficos estão agrupados em (a) ou em (b) dependendo da posição relativa entre ω_1 e ω_2 e entre L_1 e L_2.

4.3 Falta Terminal Alimentada por Transformador (ponto C).

Uma falta aplicada no ponto C pode ser isolada tanto pelo disjuntor D_2 como pelo disjuntor D_3.

Considerando-se, primeiramente, a abertura do disjuntor D_2, recai-se no mesmo circuito equivalente do caso anterior, mostrado na Figura 17.13, exceto que, dessa vez, os elementos R_2 e L_2 correspondem aos parâmetros longitudinais do transformador, enquanto que C_2, às capacitâncias das buchas e enrolamentos do transformador.

Conseqüentemente a eq. 17.32 e os gráficos da Figura 17.14 também se aplicam ao presente caso.

Considerando-se, agora, a abertura do disjuntor D_3, ao invés de D_2, chega-se ao circuito equivalente correspondente, mostrado na Figura 17.15.

Observa-se que o circuito da Figura 17.15 também é constituído de duas malhas R, L, C fechadas e, conseqüentemente, possui duas freqüências naturais de oscilação.

Entretanto, como as duas malhas do circuito estão eletricamente acopladas, a obtenção das expressões que determinam as freqüências naturais de oscilação não é imediata, pois agora L_1 e C_1 influenciam a freqüência natural da malha que contém L_2 e C_2 e vice-versa.

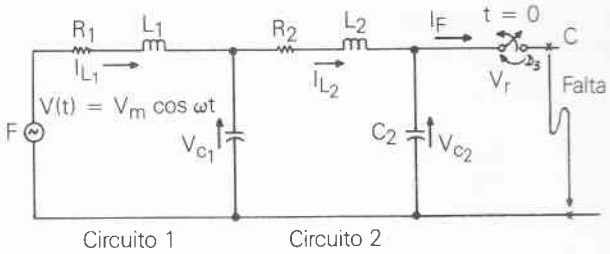


Figura 17.15

A tensão de restabelecimento V_r do disjuntor D_3 será igual a V_{C2}.

Desprezando-se as resistências R_1 e R_2, a equação para $V_{C2}(t)$ será então:

$$V_{C2}(t) = A\,V_m \left\{ \frac{1}{\omega_1^2 \cdot \omega_2^2} + \left[\frac{1 - \omega_1^2 B}{\omega_1^2(\omega_1^2 - \omega_2^2)}\right] \cos \omega_1 t - \left[\frac{1 - \omega_2^2 B}{\omega_2^2(\omega_1^2 - \omega_2^2)}\right] \cos \omega_2 t \right\} \tag{17.33}$$

Onde:

$$A = \frac{1}{L_1 C_1 L_2 C_2}$$

$$B = \frac{L_1 C_1 L_2 C_2}{(L_1 + L_2)\, C_2}$$

$$C = \frac{1}{L_1 C_1} + \frac{1}{L_2 C_2} + \frac{1}{L_2 C_1}$$

$$\omega_1 = \sqrt{\frac{C}{2} + \sqrt{\left(\frac{C}{2}\right) - B}}$$ ... freqüencia natural de oscilação do circuito 1

$$\omega_2 = \sqrt{\frac{C}{2} - \sqrt{\left(\frac{C}{2}\right) - B}}$$ ... freqüencia natural de oscilação do circuito 2

Observa-se que, a despeito da maior complexidade algébrica, a eq. 17.33 possui a mesma forma que a eq. 17.32, com um termo independente de t e dois outros termos cossenoidais, de freqüências ω_1 e ω_2, respectivamente.

Conclui-se, portanto, que a forma de onda para $V_{c2}(t)$ é de aspecto semelhante à de $V_r(t)$ da Figura 17.14.

4.4. Falta Quilométrica Alimentada por Transformador (ponto D)

Esta falta pode ser isolada tanto pelo disjuntor D4 como pelo disjuntor D5.

O circuito equivalente mostrado na Figura 17.16 corresponde à abertura do disjuntor D4. A fonte F e a impedância $Z_1 = R_1 + j\omega L_1$ representam o equivalente do sistema visto do disjuntor D_1 e C_1, as capacitâncias dos barramentos das buchas e dos enrolamentos dos equipamentos conectados ao disjuntor D_4.

Os elementos R_2 e L_2 representam os parâmetros longitudinais do transformador e C_2, as capacitâncias das buchas e enrolamentos do transformador e, finalmente, os elementos R_3, L_3 e C_3, os parâmetros do trecho de linha de transmissão entre o transformador e o ponto de falta D.

O circuito da Figura 17.16 é constituído de três malhas R, L, C fechadas, sendo duas delas elètricamente acopladas e, conseqüentemente, possui três freqüências naturais de oscilação.

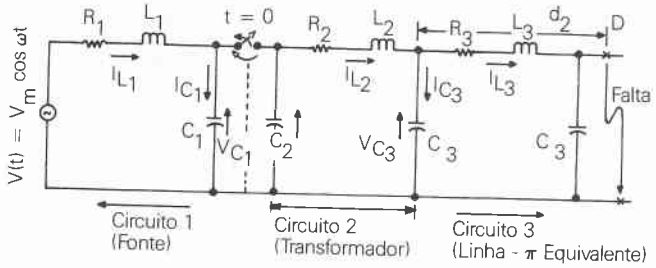


Figura 17.16

A tensão de restabelecimento V_r do disjuntor D4 será igual à diferença entre as tensões V_{c1} e V_{c2}.

Desprezando-se R_1, R_2 e R_3, a equação para V_r (t) será então:

$$V_r(t) = V_m \left[1 - \frac{1}{L_1 + L_2 + L_3} (L_1 \cos \omega_1 t + \frac{D\omega_2^2 + E}{\omega_2^2 - \omega_3^2} \cos \omega_2 t - \frac{D\omega_3^2 + E}{\omega_2^2 - \omega_3^2} \cos \omega_3 t) \right] \qquad (17.34)$$

Onde:

$$C = \frac{1}{L_2 C_2} + \frac{1}{L_3 C_3} + \frac{1}{L_2 C_3}$$

$$D = L_2 + L_3$$

$$E = \frac{1}{C_2} - C (L_2 + L_3)$$

$$\omega_1 = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}}$$ ... freqüência natural de oscilação do circuito 1

As freqüências naturais de oscilação dos circuitos 2 e 3, ω_2 e ω_3, respectivamente, são as mesmas que figuram na eq. (17.33).

Para a abertura do disjuntor D5 ao invés do disjuntor D4, tem-se o circuito equivalente da Figura 17.17.

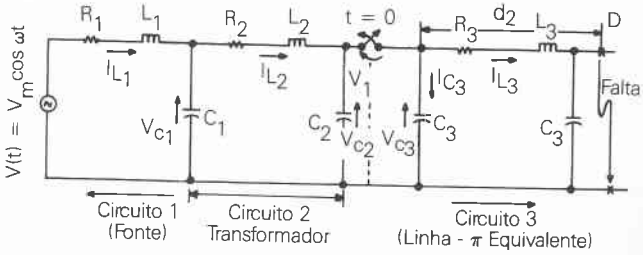


Figura 17.17

Da mesma forma que no caso anterior, o circuito da Figura 17.17 é constituído de três malhas R, L, C fechadas, sendo duas delas elètricamente acopladas, possuindo, conseqüentemente, três freqüências naturais de oscilação.

A tensão de restabelecimento V_r do disjuntor D5 será igual à diferença entre as tensões V_{c2} e V_{c3}.

Desprezando-se as resistências R_1, R_2 e R_3, a expressão para $V_r(t)$ será então:

$$V_r(t) = V_m \left\{ \frac{1}{\omega_1^2 - \omega_2^2} \left[(F\omega_1^2 + G + A/\omega_1^2) \cos \omega_1 t - (F\omega_2^2 + G + A/\omega_2^2) \cos \omega_2 t \right] + F \cos \omega_3 t + \frac{A}{\omega_1^2 \cdot \omega_2^2} \right\} \qquad (17.35)$$

$$A = \frac{1}{L_1 C_1 L_2 C_2}$$

$$C = \frac{1}{L_1 C_1} + \frac{1}{L_2 C_2} + \frac{1}{L_2 C_1}$$

$$F = \frac{L_3}{L_1 + L_2 + L_3}$$

$$G = \left(-\frac{1}{C_2} - CL_3\right) / (L_1 + L_2 + L_3)$$

ω_1, ω_2 ..... freqüências naturais de oscilação dos circuitos 1 e 2, respectivamente, idênticas às que figuram na eq. 17.33

$\omega_3 = \frac{1}{\sqrt{L_3 C_3}}$ ... freqüência natural de oscilação do circuito 3.

Dessa forma, fica concluída a análise da TRT, sob o ponto de vista das freqüências naturais de oscilação em função do ponto de ocorrência da falta.

5 Cálculo da TRT

Os métodos normalmente aplicados para o cálculo da TRT são o de injeção de corrente, que utiliza o princípio da superposição e o de abertura de chaves, que é o método convencional, ambos já citados no ítem 2.4.

A seguir, é apresentado um procedimento simplificado [2] e [3] para a determinação da equação da curva da TRT, correspondente ao primeiro pólo a interromper uma falta trifásica não aterrada, aplicada aos terminais de linha de um disjuntor, sendo considerados os efeitos da propagação da onda da TRT através das linhas de transmissão e de suas reflexões nos diversos pontos de descontinuidade da rede. O método empregado nesse procedimento é o de injeção de corrente e o modelo utilizado é válido até o momento da chegada da 1ª reflexão da onda da TRT ao ponto de partida.

Na Figura 17.18 está mostrado o circuito utilizado para a aplicação do procedimento, no qual é representado um barramento onde estão conectadas as fontes de tensão através de uma reatância equivalente L, a capacitância equivalente do barramento e dos equipamentos a ele ligados C, a linha em falta, representada por sua impedância de surto Z e as linhas sãs, cada uma, também, representada por sua impedância de surto Z.

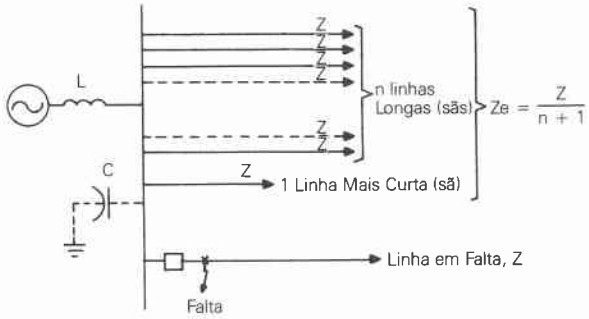


Figura 17.18

A partir do unifilar equivalente, da Figura 17.19, aplica-se, então, o princípio da superposição, isto é, calculam-se, inicialmente, as correntes e tensões sob condições de falta e, em seguida, com as fontes do circuito zeradas, substitui-se o primeiro pólo a abrir do disjuntor por uma fonte de corrente de amplitude igual e de sinal contrário ao da corrente a ser interrompida e, então, calculam-se tensões e correntes, novamente, sob estas novas condições. A resposta final será a superposição dessas duas etapas.

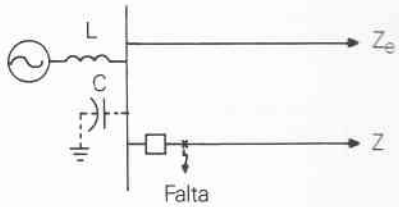


Figura 17.19

Salienta-se que, no caso específico de cálculo de TRT, como na etapa inicial o disjuntor ainda não interrompeu a falta, a tensão através do primeiro pólo do disjuntor é nula

e, portanto, a tensão calculada na segunda etapa já é a resposta final. Na Figura 17.20 está mostrado o circuito trifásico equivalente válido para a determinação da TRT até o instante da chegada ao barramento da 1ª reflexão da onda de tensão, conforme já foi mencionado.

A evolução do circuito da figura 17.20 para sua forma final, a partir da qual é deduzida, então, a equação de onda incidente da TRT, é mostrada na Figura 17.21.

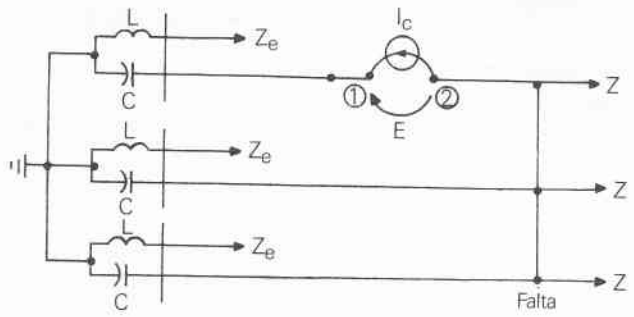


Figura 17.20

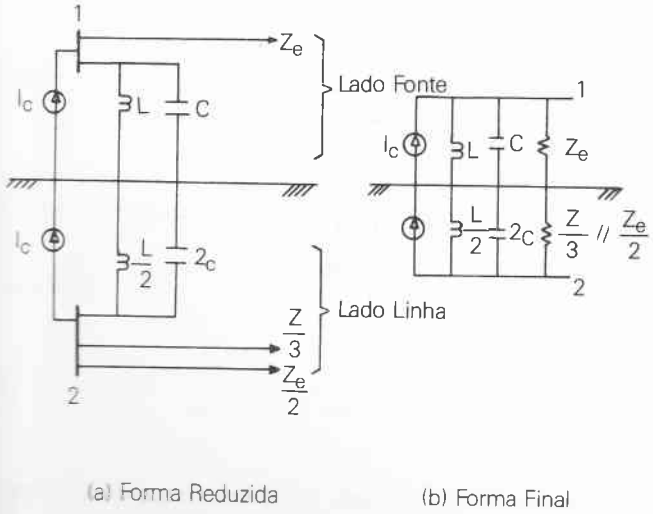


Figura 17.21

Para facilitar a dedução da equação de onda incidente da TRT pode-se ainda simplificar o circuito equivalente, com a aplicação de algumas características físicas do mesmo, a saber:

i Como $Z_e << Z$, pode-se assumir que

$\frac{Z_e}{2} // \frac{Z}{3} \simeq \frac{Z_e}{2}$; isto corresponde a desprezar a influência da LT em falta na TRT.

ii Nos instantes iniciais pode-se desprezar a capacitância do barramento C.

Para a determinação da onda refletida no primeiro ponto de descontinuidade encontrado e, em seguida, da onda refratada no barramento de origem, basta multiplicar a onda incidente por coeficientes de reflexão e refração, respectivamente. A onda refratada deve ser somada à onda original, incidente, considerando-se a devida defasagem no tempo, conforme mostra a Figura 17.22. As reflexões subseqüentes, por serem de pequena amplitude, são desprezadas.

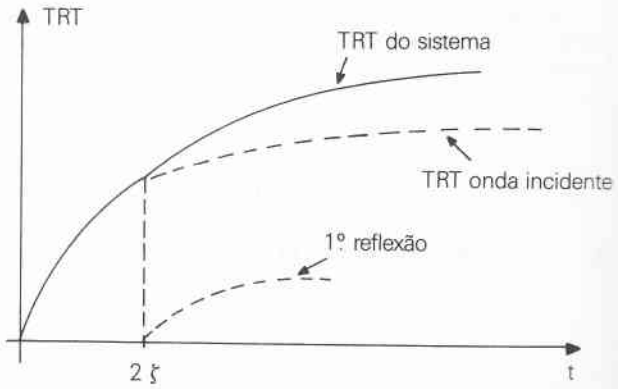


Figura 17.22

As principais formas de equação de TRT, a serem analisadas no presente caso, são as seguintes:

a. Para equação de onda incidente:

— forma simplificada

$(\frac{Z_e}{2} // \frac{Z}{3} \simeq \frac{Z_e}{2}$ e $C \simeq 0)$

— influência da impedância da LT em falta (Z)

— influência da capacitância [4] efetiva de barramento ($C \neq 0$)

b. Para a equação da onda refratada:

- forma simplificada
- influência da indutância efetiva do barramento no coeficiente de refração
- influência da terminação da linha mais curta por meio de indutância.

5.1 Equação de Onda Incidente

a. Forma simplificada:

Considerando-se as simplificações já mencionadas,

isto é, $\frac{Z_e}{2} // \frac{Z}{3} \simeq \frac{Z_e}{2}$ e $C \simeq 0$,

o circuito da Figura 17.21 reduz-se à forma mostrada pela Figura 17.23.

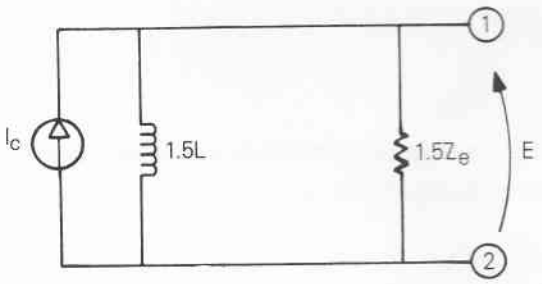


Figura 17.23

Considerando-se que a corrente I_c é da forma senoidal, a expressão para I_c a ser utilizada nos cálculos será:

$$I_c(t) = \sqrt{2}\, I \operatorname{sen} \omega t \qquad (17.36)$$

Como o tempo de interesse é muito pequeno, se comparado com o tempo de meio ciclo (8.33 ms para 60 Hz), a expressão para I_c pode ser aproximada por:

$$I_c(t) \simeq \sqrt{2}\, I\, \omega t \qquad (17.37)$$

Resolvendo o circuito da Figura 17.23 por Laplace, tem-se:

$$E(S) = Z(S)\, I(S)$$

$$Z(S) = 1{,}5\,(S\,L // Z_e) = 1{,}5\,\frac{S\,L\,Z_e}{S\,L + Z_e}$$

$$I(S) = \frac{\sqrt{2}\, I\omega}{S^2} \quad \therefore \quad E(S) = 1{,}5\sqrt{2}\,\omega\, I\, L\, \frac{1}{S\left(S\,\frac{L}{Z_e} + 1\right)} \qquad (17.38)$$

Finalmente, voltando para o domínio do tempo, chega-se a:

$$e(t) = 1{,}5\sqrt{2}\,\omega\, I\, L\,\left(1 - e^{-\frac{Z_e}{L}t}\right) \qquad (17.39)$$

b. Influência de LT em falta:

O circuito da Figura 17.21 reduz-se à mesma forma mostrada pela Figura 17.23, porém, alterando-se o valor do resistor de $1{,}5Z_e$ para

$$\left(1 + \frac{Z}{3Z_e + 2Z}\right) Z_e.$$

Procedendo-se de maneira análoga à do caso anterior, chega-se à seguinte expressão:

$$e(t) = \sqrt{2}\, I\, L\left[1{,}5 - e^{-\frac{Z_e}{L}t} - 0{,}5e^{-\frac{Z_e Z}{1{,}5\,(Z_e + Z)\,L}t}\right] \qquad (17.40)$$

Observa-se que, como o expoente $\frac{Z_e Z}{(1{,}5Z_e + Z)\,L}$ é menor do que o expoente $\frac{Z_e}{L}$, os valores instantâneos da equação 17.40 são menores do que os da equação 17.39, o que implica em dizer que a influência da LT em falta é de atenuar a onda incidente da TRT.

c. Influência da capacitância efetiva do barramento:

O circuito da Figura 17.21 reduz-se, agora, à forma mostrada pela figura 17.24.

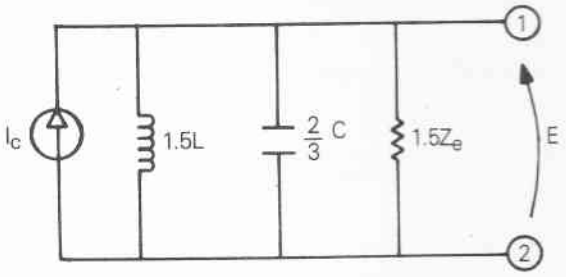


Figura 17.24

Procedendo-se, também, de maneira análoga às dos casos anteriores, chega-se à seguinte expressão, no domínio de Laplace:

$$E(S) = \frac{\sqrt{2}\, I\, \omega}{\frac{2}{3} C} \quad \frac{1}{S(S^2 + \frac{S}{Z_e C} + \frac{1}{LC})} \qquad (17.41)$$

A partir daí, três situações são possíveis:

$Z_e > 0{,}5 \frac{L}{C}$. Para tal situação, voltando-se para o domínio do tempo, obtém-se uma tensão e(t), do tipo "oscilatória amortecida", cuja expressão é a seguinte:

$$e(t) = 1{,}5\sqrt{2}\, I\omega L \left[1 - e^{-at} (\cos bt + \frac{a}{b} \operatorname{sen} bt)\right] \qquad (17.42)$$

Onde:

$$a = \frac{1}{2Z_e C}$$

$$b = \sqrt{\frac{1}{LC} - \left(\frac{1}{2Z_e C}\right)^2}$$

ii $Z_e = 0{,}5 \frac{L}{C}$. A tensão e(t), agora obtida, é do tipo tipo "criticamente amortecida", com a seguinte expressão:

$$e(t) = 1{,}5\sqrt{2}\, I\omega L \left[1 - e^{-at} (1 + at)\right] \qquad (17.43)$$

Onde:

$$a = \frac{I}{2Z_e C} = \frac{2Z_e}{L}$$

iii $Z_e < 0{,}5 \frac{L}{C}$. Nessa situação, e(t) é do tipo "super amortecida", com expressão da seguinte forma:

$$e(t) = 1{,}5\sqrt{2}\, I\omega L \left[1 - e^{-at} (\cos hbt + \frac{a}{b} \operatorname{sen} hbt)\right] \qquad (17.44)$$

Onde:

$$a = \frac{1}{2Z_e C}$$

$$b = \sqrt{\left(\frac{1}{2Z_e C}\right)^2 - \frac{1}{LC}}$$

As equações (17.42), (17.43) e (17.44) apresentam valores instantâneos inferiores aos da eq. (17.39), o que implica em dizer que a influência da capitância efetiva do barramento é de atenuar os valores iniciais da onda incidente da TRT.

5.2 Taxa de Crescimento Inicial da TRT

Como a taxa de crescimento inicial da TRT corresponde à derivada da curva da TRT em relação ao tempo, calculada na origem, a mesma pode ser determinada antes mesmo do cálculo da onda refratada.

Portanto, derivando-se a eq. (17.39), chega-se a:

$$\frac{d}{dt} e(t) \Big|_{t=0} = 1{,}5\sqrt{2}\, I\, \omega\, Z_e \qquad (17.45)$$

Analogamente, derivando-se a eq. 17.40 chega-se a:

$$\frac{d}{dt} e(t) \Big|_{t=0} = 1{,}5\sqrt{2}\, I\omega\, Z_e \left(\frac{Z_e + Z}{1{,}5Z_e + Z}\right) \qquad (17.46)$$

Observa-se que o valor obtido para a eq. 17.46 é inferior ao da eq. (17.45) pois

$$\frac{Z_e + Z}{1{,}5Z_e + Z} < 1.$$

Finalmente, a derivada na origem de qualquer uma das eqs. (17.42), (17.43) e (17.44) é nula.

Conclui-se, portanto, que as formas de refinamento tratadas em 5.1 também atuam no sentido de atenuar a taxa de crescimento inicial da TRT.

5.3 Equação da Onda Refratada

Para a determinação da onda refratada basta calcular os coeficientes de reflexão K_R e de refração K_T por meio das seguintes expressões básicas:

$$K_R = \frac{Z_{terminal} - Z_{linha}}{Z_{terminal} + Z_{linha}} \qquad (17.47)$$

$$K_T = \frac{2Z_{terminal}}{Z_{terminal} + Z_{linha}} \qquad (17.48)$$

Deve ser lembrado que a onda refratada passa a valer somente após a chegada da onda refletida ao ponto de origem, o que ocorre após transcorridos duas vezes o tempo de trânsito ζ da linha mais curta conectada à barra.

A expressão da onda refratada será, portanto:

$$e_r(t) = K_R\, K_T\, e(t - 2\zeta) \qquad (17.49)$$

Nessa expressão, a onda incidente e(t) pode ter qualquer uma das formas apresentadas em 5.1, dependendo do refinamento que se pretende adotar.

a. Forma simplificada:

Neste caso, considera-se que a linha mais curta está aberta na sua extremidade remota, o que acarreta um coeficiente de reflexão K_R unitário.

A expressão para K_T, desprezando-se o efeito da indutância efetiva da fonte L, será:

$$K_T = \frac{2\,\frac{Z}{n}}{\frac{Z}{n} + Z} = \frac{2}{n+1} \qquad (17.50)$$

Finalmente, chega-se à seguinte expressão para a onda refratada:

$$e_r(t) = \frac{2}{n+1}\, e(t-2\zeta) \qquad (17.51)$$

b. influência de indutância efetiva da fonte:

Da mesma forma que no caso anterior, K_R será, também, unitário.

Para o cálculo de K_T, considera-se que

$Z_{terminal}(S) = SL // \frac{Z}{n}$, que resulta em:

$$K_T(S) = \frac{2\,L\,S}{Z\left[\frac{L}{Z}(n+1)\,S + 1\right]} \qquad (17.52)$$

A partir daí, os cálculos devem ser desenvolvidos de acordo com a forma desejada para a onda incidente.

c. Influência da Terminação da Linha Mais Curta por meio de Indutância:

Embora o caso anterior seja considerado satisfatório na maioria das vezes, a hipótese da linha mais curta estar aberta na sua extremidade remota é conservativa, se comparada com terminação por capacitor ou por transformador. Por outro lado, considerar a linha mais curta como terminada por curto-circuito corresponde a uma hipótese otimista.

Entretanto, uma possível terminação é por meio de indutância, que atua, inicialmente, como um circuito aberto e, finalmente, como um curto-circuito.

Admitindo-se que a linha mais curta é terminada pela indutância L_1, o coeficiente de reflexão fica:

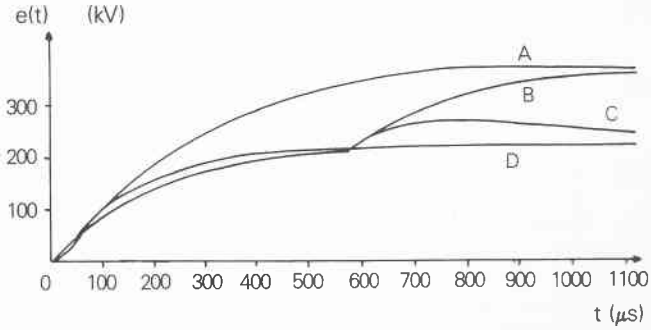
$$K_R(S) = \frac{L_1\,S - Z}{L_1\,S + Z} \qquad (17.53)$$

O restante dos cálculos deve ser desenvolvido de acordo com as formas desejadas para o coeficiente de refração K_T e para a onda incidente e (t).

Na Figura 17.25 estão mostradas várias curvas típicas de TRT, calculadas pelo método aqui descrito, para diferentes níveis de refinamento na representação da rede elétrica.

Salienta-se que o procedimento, aqui descrito, também pode ser aplicado, embora de forma restrita, tanto para a análise da abertura dos outros dois pólos do disjuntor como para a análise dos demais tipos de falta.

O estudo da abertura do segundo pólo do disjuntor ainda no caso da falta trifásica não aterrada é possível somente nos casos onde a chegada da 1ª reflexão da onda correspondente à abertura do primeiro pólo ocorre após a abertura do segundo pólo, podendo a mesma ser desprezada, procedendo-se de modo semelhante ao do estudo da abertura do primeiro pólo.



A TRT do Sistema Método Simplificado
B Sem Influência de L na Refração
C Com Influência de L na Refração
D Com Influência da Capacitância

Figura 17.25

6 Bibliografia

[1] Flurscheim - "Power Circuit Breaker Theory and Design"

[2] Colclaser Jr., R. G. and Buettner, Donald E. - "The Travelling - Wave Aproach to Transient Recovery Voltage", IEEE Transactions, Vol. PAS-88, Nº 7, págs 1028-1035, Julho 1969.

[3] Naef, O - Zimmerman, C. P. - Beehler, J. E. - "Proposed Transient Recovery Voltage Ratings for Power Circuit Breakers", IEEE PAS, págs 580-608, Julho 1965.

[4] Hedman, D. E. and Lambert, S. R. - "Power Circuit Breaker Transient Recovery Voltages", IEEE Transactions, Vol. PAS - 95, Nº 1, págs 197-207, Janeiro/Fevereiro 1976.

[5] Owen, R. E. and Wendahl, L. K. - "The Calculation of Network Recovery Voltages - An Introduction".

[6] Owen, R. E. - "Network Recovery Voltages - Part 1: The Supply Frequency Recovery Voltage".

[7] Owen, R. E. - "Network Recovery Voltages - Part 2: Single - Frequency Transient Recovery Voltages".

[8] Wendahl, L. K. - "Network Recovery Voltages - Part 3: Double - Frequency Transient Recovery Voltages".

[9] Owen, R. E. - "Network Recovery Voltages - Part 4: Complex Transient Recovery Voltages".

[10] Holmgren, N. V. - "Network Recovery Voltages - Part 5: Interaction of the Interruptor and the Circuit".

[11] Greenwood, A. - "Electrical Transients in Power Systems".

[12] Portela, C. M. - "Regimes Transitórios", COPPE/UFRJ, Vol. 3, 1983.

[13] Gomes, C. - Teixeira, J. S. - Charles, P. C. - "Método Simplificado para Análise da Tensão Transitória de Restabelecimento (TTR) em Disjuntores", Seminário Internacional da CIER, Lima - 1982.

[14] Brown, Homer E. - "Grandes Sistemas Elétricos - Métodos Matriciais".

[15] Snelson, J. K. - "Propagation of Travelling Waves on Transmission Lines-Frequency Dependent Parameters". IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, pp. 85-91, January/February 1972.

[16] Amon Fº, J. - "Estudo dos Disjuntores de 138 kV de Santa Cruz quanto à Tensão de Restabelecimento Transitória", Seminário Internacional da CIER, Lima, 1982.

[17] Amon Fº, J. - Moassab, P. J. - Frontin. S.O. - Ruoss, E. M. - "Estudos de TRT para os Disjuntores de 362 kV e de 550 kV das Estações Conversoras CC/CA de Itaipu", VII SNPTEE, Brasília, 1984.

[18] Amon Fº, J. - "Utilização da Sub-rotina TACS do Programa EMTP em Estudos de Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT) para Obtenção Direta dos Picos e da Taxa de Crescimento da TRT, bem como para Representação de Envoltórias de Referência", Seminário Internacional da CIER/SPISE, São Paulo, Outubro de 1985.

[19] Amon Fº, J. - "Estudos das solitações de tensão de restabelecimento transitória (TRT) dos disjuntores de 345 kV e 230 kV de Mogi das Cruzes, com a utilização do programa de cálculo de transitórios elétricos EMTP - análise paramétrica", VIII SNPTEE, São Paulo, 1986.

[20] Amon Fº, J. - "Tensão de Restabelecimento Transitória de Disjuntores - Metodologia de Estudo" - Dissertação de Mestrado, PUC - RJ, Janeiro 1986.

APÊNDICE

Determinação das Sobretensões antes da Eliminação da Falta

Para as deduções, a seguir, foi considerada a ocorrência de falta nos terminais do disjuntor do lado da linha de transmissão, estando aberto o terminal remoto dessa linha.

Desprezando-se as resistência do circuito, sejam X_1, X_2 e X_0 as reatâncias equivalentes de seqüência positiva, negativa e zero, da rede, vistas dos terminais do disjuntor, E_a, a tensão de seqüência positiva atrás dessas reatâncias, V_{a1}, V_{a2}, V_{a0} e V_a, V_b, V_c as tensões de seqüência e de fase, respectivamente, nos terminais do disjuntor do lado oposto ao da falta, I_a, I_{a2}, I_{a0} e I_a, I_b, I_c as correntes de seqüência e de fase, respectivamente.

Supondo-se ainda, que $E_a = 1 \angle 0^\circ$ p.u. e $X_1 = X_2$, pode-se escrever:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} X_0 & 0 & 0 \\ 0 & X_1 & 0 \\ 0 & 0 & X_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \qquad \text{(a.1)}$$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} & I_{a0} \\ V_{a1} & I_{a1} \\ V_{a2} & I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a & I_a \\ V_b & I_b \\ V_c & I_c \end{bmatrix} \qquad \text{(a.2)}$$

$$\begin{bmatrix} V_a & I_a \\ V_b & I_b \\ V_c & I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} & I_{a0} \\ V_{a1} & I_{a1} \\ V_{a2} & I_{a2} \end{bmatrix} \qquad \text{(a.3)}$$

1. Falta 1Ø

Supondo-se a ocorrência da falta na fase a, da eq. a.2 obtém-se:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = I_a/3 \qquad \text{(a.4)}$$

Da eq. a.1 são obtidas as seguintes relações para I_a, V_{a1}, V_{a2} e V_{a0}:

$$I_{a1} = \frac{1/X_1}{2 + \frac{X_0}{X_1}} \qquad \text{(a.5)}$$

$$V_{a1} = 1 - \frac{1}{2 + \frac{X_0}{X_1}} = \frac{1 + \frac{X_0}{X_1}}{2 + \frac{X_0}{X_1}} \qquad \text{(a.6)}$$

$$V_{a2} = - \frac{1}{2 + \frac{X_0}{X_1}} \qquad \text{(a.7)}$$

$$V_{a0} = - \frac{X_0/X_1}{2 + \frac{X_0}{X_1}} \qquad \text{(a.8)}$$

Substituindo V_{a1}, , V_{a2} e V_{a0} na eq. a.3, chega-se a:

$$|V_a| = 0 \qquad \text{(fase faltosa)}$$

$$|V_b| = |V_c| = \sqrt{3}\, \frac{\sqrt{(X_0/X_1)^2 + X_0/X_1 + 1}}{2 + X_0/X_1} \qquad \text{(fases sãs)}$$

2. Falta 2Ø não aterrada

Supondo-se a ocorrência da falta nas fases b e c, das eq. a.1, a.2 e a.3, obtém-se:

$$I_{a1} = \frac{1}{2\,X_1} \qquad \text{(a.9)}$$

$$V_{a1} = V_{a2} = 0.5 \text{ p.u.} \qquad \text{(a.10)}$$

$$V_{a0} = 0 \qquad \text{(a.11)}$$

Substituindo os valores de V_{a1}, V_{a2} e V_{a0} na eq. a.3, chega-se a:

$$V_a = 1 \text{ p.u.} \qquad \text{(fase sã)}$$

$$V_b = V_c = -0.5 \text{ p.u.} \qquad \text{(fases faltosas)}$$

3. Falta 2Ø para terra:

Supondo-se a ocorrência da falta nas fases b e c, das eq. a.1 e a.3, obtém-se:

$$I_{a1} = \frac{1 + \frac{X_0}{X_1}}{X_1 \left(1 + 2\,\frac{X_0}{X_1}\right)} \qquad \text{(a.12)}$$

$$V_{a1} = V_{a1} = V_{a0} = V_a/3 \qquad \text{(a.13)}$$

Da eq. a.1, tira-se: $V_{a1} = E_a - Z_1\, I_{a1}$ (a.14)

Substituindo-se os valores de V_{a1}, E_a e I_{a1}, na equação acima, obtém-se:

$$V_a = \frac{3}{2}\, \frac{2\,\frac{X_0}{X_1}}{1 + 2\,\frac{X_0}{X_1}} \qquad \text{(fase sã)}$$

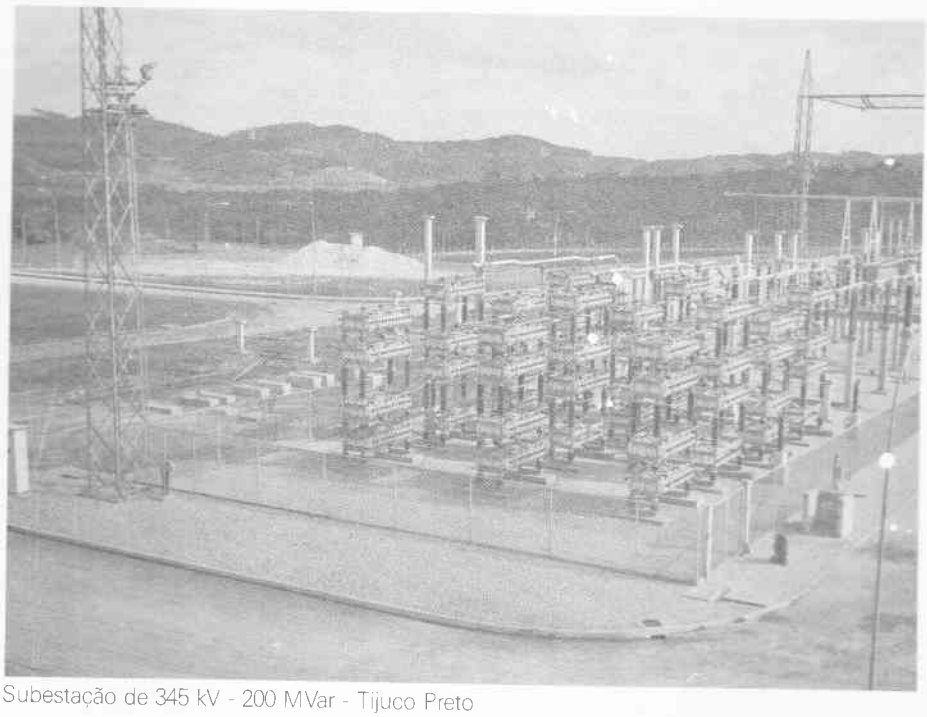
A tensão nas fases faltosas é nula.

$$V_b = V_c = 0$$

Capítulo 18

Manobra de Bancos de Capacitores

Ary D'Ajuz



Subestação de 345 kV - 200 MVar - Tijuco Preto

1 Introdução

Nos últimos anos tem-se optado pela instalação de grandes blocos de compensação reativa, com o objetivo de diminuir os custos e otimizar o desempenho do sistema. Notadamente, pode-se citar a instalação de bancos de capacitores em AT/EAT como uma alternativa vantajosa para a regulação de tensão em sistemas de potência.

Com a instalação desses equipamentos, torna-se necessária a realização de estudos para determinar as solicitações tanto de corrente como de tensão impostas aos outros equipamentos, já existentes, bem como aos que serão instalados do futuro.

No que diz respeito a solicitações de corrente, devem ser analisadas as condições de energização e curto-circuito nas proximidades do banco de capacitores.

Quanto a solicitações de tensão, são normalmente analisadas as sobretensões advindas da energização, tendo em vista a coordenação de isolamento da subestação.

2 Estudos Normalmente Realizados

Para a instalação de bancos de capacitores, devem ser realizados diversos estudos, dentre eles, estudos de energização e curto-circuito próximo a estes. Para o estudo de energização é possível dividí-lo em duas partes; quanto a tensão e quanto a corrente. Os estudos quanto a tensão, têm as seguintes finalidades:

- Dimensionamento do resistor de fechamento do disjuntor de manobra do banco;
- Verificação da necessidade de instalação de pára-raios adicionais de ZnO junto aos bancos.

Os estudos quanto a corrente têm a finalidade de determinar as correntes de alto valor e freqüência advindas da energização desses bancos. Além disso, são também feitos estudos de curto-circuito, onde se procura aplicar faltas em diversos pontos da subestação de modo a encontrar a maior solicitação ao equipamento que se deseja estudar.

3 Análise Teórica

A seguir são apresentados alguns circuitos elementares que serão bastante úteis para uma melhor análise e compreensão de fenômenos transitórios decorrentes da utilização de bancos de capacitores em sistemas elétricos.

3.1 Circuito R, L Série

Seja o circuito mostrado a seguir:

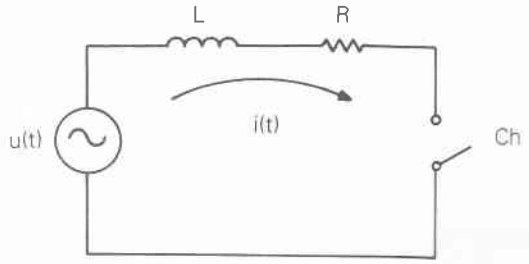


Figura 18.1 - Circuito RL Série

Sendo $u(t) = U_{máx}\,\text{sen}(\omega t+\theta)$ onde $\omega=2\pi f$, e θ representa o ângulo do instante do fechamento da chave Ch.

Considere agora como sendo ϕ a defasagem, em regime permanente, entre a tensão u(t) e a corrente i(t), portanto, pode-se escrever que:

$\cos\phi = R/Z$ sendo $Z = \sqrt{R^2+(\omega L)^2}$

Desenvolvendo a expressão de u(t) tem-se:

$$u(t) = U_{máx}\,\text{sen}\,(\omega t+\theta) = U_{máx}\,[\text{sen}\,\omega t\cos\theta + \cos\omega t\,\text{sen}\,\theta]$$

Aplicando-se transformada da Laplace, sendo que

$$L\,[\cos\omega t] = \frac{\omega}{S^2+\omega^2}$$

$$L\,[\cos\omega t] = S/(S^2+\omega^2)$$

Então:

$$U_{(S)} = U_{máx}\left(\frac{\omega\cos\theta + S\,\text{sen}\,\theta}{S^2+\omega^2}\right)$$

como $Z_{(S)} = R + SL$

$$I_{(S)} = \frac{U_{máx}}{L(S + a)} \left(\frac{\omega \cos \theta + S \operatorname{sen} \theta}{S^2 + \omega^2} \right)$$

sendo $a = \frac{R}{L} = \frac{1}{\sigma}$ onde σ = constante de tempo

Passando-se I(s) para o domínio do tempo, teremos:

$$i(t) = \frac{U_{máx}}{Z} \left(\operatorname{sen} (\omega t + \theta - \phi) - e^{-at} \operatorname{sen} (\theta - \phi) \right) \qquad (18.1)$$

Onde:

$$Z = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}$$

$$\phi = \cos^{-1} \frac{R}{Z}$$

θ = ângulo da tensão no instante de fechamento de Ch

Pela equação 18.1 conclui-se que para $\theta = \phi$, i(t) é simétrica (curva 1 - Figura 18.2) e para $\theta - \phi = -90°$, teremos a assimetria mais acentuada (curva 2).

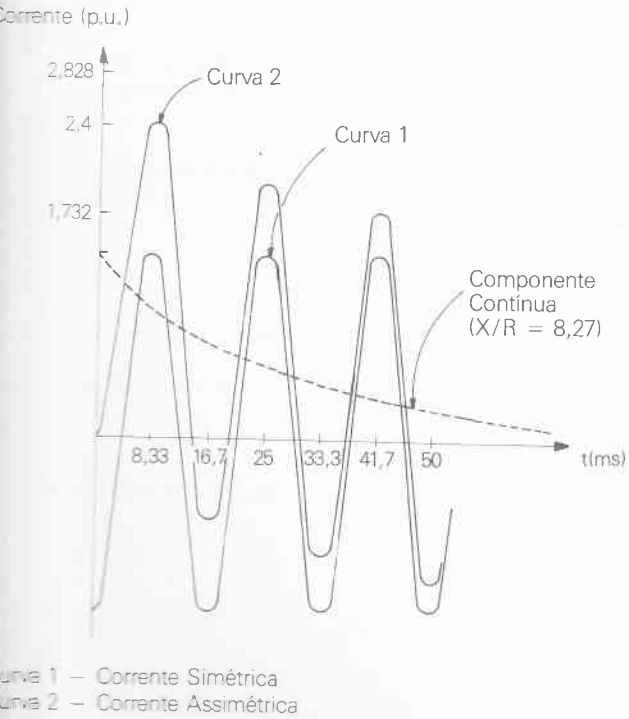


Figura 18.2 - Forma de Onda da Corrente Simétrica e Assimétrica

Como em sistemas de potência $Z \gg R$, acarreta que $\phi \simeq 90°$, logo as condições da Figura 18.2 ficam bem representadas se: $\theta = 90°$ (curva 1) e $\theta = 0°$ (curva 2). Portanto, pode-se concluir que para fechamento da chave no instante em que a tensão u(t) = 0 acarreta uma maior assimetria e para $u(t) = U_{máx}$ a corrente será simétrica.

É importante que seja visualizado que este exemplo reproduz, de forma simplificada, uma condição de curto-circuito onde u(t) representa o gerador equivalente e $R + j\omega L$ representa a impedância equivalente do sistema a ser estudado.

3.2 Circuito R, L, C Série

Outra condição que deve ser analisada é a ocorrência de curto-circuito próximo a bancos de capacitores, e, portanto, é importante uma discussão do circuito abaixo:

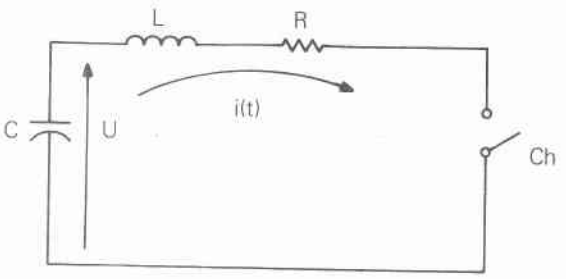


Figura 18.3 - Circuito RLC Série

Onde:

U representa a tensão no banco de capacitores no instante do curto-circuito;

R,L representam a impedância equivalente do barramento, associada à indutância intrínseca e à resistência total de perdas no banco de capacitores.

Resolvendo o circuito por Laplace, teremos:

$$Z_{(S)} = R + SL + \frac{1}{SC}$$

$$I_{(S)} = \frac{U}{Z_{(S)}} = \frac{U}{R + SL + \frac{1}{SC}} = \frac{USC}{1 + S^2LC + SCR}$$

$$I_{(S)} = \frac{U}{L} \frac{S}{S^2 + S\frac{R}{L} + \frac{1}{LC}}$$

Achando-se os polos de $I_{(s)}$ teremos:

$$\begin{matrix} S_1 \\ S_2 \end{matrix} = -\frac{R}{2L} \pm \sqrt{\left(\frac{R}{2L}\right)^2 - \frac{1}{LC}}$$

Chamando-se de:

$$a = \frac{R}{2L} \qquad w_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ e } w^* = \sqrt{\left(\frac{R}{2L}\right)^2 - \frac{1}{LC}}$$

Logo:

$$\left.\begin{matrix} S_1 \\ S_2 \end{matrix}\right\} = -\frac{R}{2L} \pm w^*, \text{ portanto:}$$

— para $(W^*)^2 < 0$ ou seja $a^2 < W_0^2$ tem-se um fenômeno oscilatório de freqüência definida.

— para $(W^*)^2 > 0$ ou seja $a^2 > W_0^2$ tem-se um fenômeno não periódico.

3.2.1. Circuito oscilatório

Este fenômeno é normalmente observado em condições em que nenhuma resistência concentrada é introduzida no circuito. Nessas condições tem-se por exemplo a ocorrência de curto-circuito franco próximo aos bancos ou energização sem resistor de pré-inserção. Portanto:

$$I_{(S)} = \frac{U}{L} \frac{S}{S^2 + 2aS + w_0^2}$$

e passando-se para o domínio do tempo tem-se:

$$i(t) = \frac{U}{w^*L} e^{-at} \text{ sen } w^*t$$

Para o cálculo de $i(t)_{máx.}$ faz-se

$\frac{di(t)}{dt} = 0$ e chega-se à expressão:

$$w^* \cos w^*t - a \text{ sen } w^*t = 0,$$

Logo:

$$t = \frac{1}{w^*} tg^{-1} \frac{w^*}{a}$$

Como normalmente nas condições encontradas na prática $w^* >> a$, pode-se então dentro de uma razoável precisão dizer que:

$$t = \frac{\pi}{2w^*} \text{ e portanto}$$

$$i(t)_{máx.} = \frac{U}{w^*L} e^{-\frac{\pi a}{2w^*}}$$

Em instalações de bancos de capacitores em sistemas de potência, pode-se simplificar ainda mais a expressão de i(t). Observa-se que normalmente o valor de $a = \frac{R}{2L}$ é muito pequeno e que $W_0^2 >> a^2$, logo a expressão de $i(t)_{máx.}$ torna-se bem simples:

$$i(t)_{máx.} = \frac{U}{\sqrt{\frac{L}{C}}}$$

Do exposto neste item pode-se concluir que:

— o valor da corrente de descarga no capacitor é diretamente proporcional à tensão no instante do defeito, à raiz quadrada da potência do banco e inversamente proporcional à raiz quadrada da indutância equivalente.

— como normalmente os valores de resistências envolvidas nos circuitos de descarga de capacitores são muito baixos, estas praticamente não alteram o valor máximo da corrente do circuito. Portanto, estas poderão ser esquecidas no cálculo do valor máximo de i(t).

Na prática, mesmo não se considerando resistência de falha no cálculo das correntes de descarga para um curto-circuito próximo a bancos de capacitores, estas são completamente extintas após cerca de 4 ms da ocorrência do defeito. Para manobras de energização este tempo poderá chegar a centenas de milissegundos.

3.2.2 Circuito Aperiódico Super-Amortecido

Como foi observado anteriormente, quando

$\left(\frac{R}{2L}\right)^2 > \frac{1}{LC}$, os pólos da equação de $I_{(s)}$ estarão sob o eixo real e no domínio do tempo a corrente assumirá a seguinte expressão:

$$i_{(t)} = \frac{U}{L} \frac{1}{S_1 - S_2} (e^{S_2 t} - e^{S_1(t)})$$

Onde:

$$\left.\begin{matrix} S_1 \\ S_2 \end{matrix}\right\} = -\frac{R}{2L} \pm \sqrt{\left(\frac{R}{2L}\right)^2 - \frac{1}{LC}}$$

Ou ainda:

$$i_{(t)} = \frac{U}{L}\,\frac{1}{2\sqrt{a^2 - w_0^2}}\left(e^{S_2 t} - e^{S_1(t)}\right) = A\left(e^{S_2 t} - e^{S_1 t}\right)$$

A expressão de $i_{(t)}$ terá o seguinte aspecto:

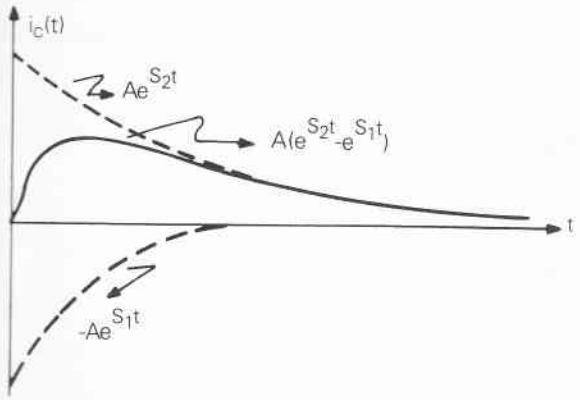


Figura 18.4 - Corrente Aperiódica

A corrente de descarga de capacitores assumirá o formato da figura anterior geralmente quando se têm resistores concentrados, como é o caso dos instantes iniciais da energização de bancos de capacitores com resistores de pré-inserção (durante cerca de 6 ms) ou curto-circuito próximo a bancos de capacitores com uma resistência de falha elevada.

3.3 Curto-Circuito em Alguns Pontos da Subestação

Considere o sistema abaixo:

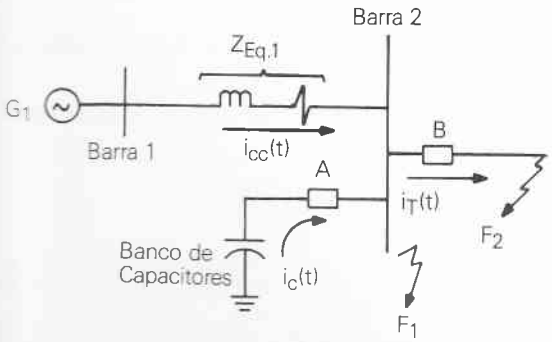


Figura 18.5 - Curto-Circuito Próximo à Subestação

onde o gerador G1 e a impedância Z_{eq1} são os equivalentes de curto-circuito do sistema de 60 Hz e A, B são disjuntores e equipamentos associados (secionador e transformadores de corrente).

Seja uma falha nos pontos F1 e F2, logo tem-se:

3.3.1 Falha em F1

Nesta condição não haverá superposição da corrente de curto-circuito a 60 Hz com a transitória em alta freqüência, portanto, a corrente que circulará pelos equipamentos $A(i_c(t)$, poderá ser calculada pelo circuito:

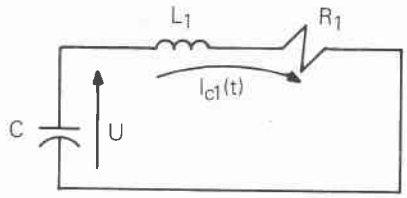


Figura 18.6 - Curto-Circuito Próximo ao Banco de Capacitores

onde U é a tensão no banco de capacitores no instante da aplicação do curto-circuito e R_1, L_1 são valores já mencionados no item 3.2. Logo, por 3.2 pode-se afirmar que:

$$i_{c\,máx} \cong \frac{U}{\sqrt{\frac{L_1}{C}}}\,,\; f \cong \frac{1}{2\pi\sqrt{L_1 C}}$$

e o amortecimento $a = \frac{R}{2L}$; a corrente assumirá o seguinte aspecto:

$$\frac{1}{a} = \frac{2L}{R} = \text{constante de tempo do circuito.}$$

É importante observar que o maior valor de $i_{c\,máx}$ terá que ser calculado para U assumindo o valor máximo de pico da tensão fase-terra do sistema. Este valor, dependendo dos critérios adotados e das características do sistema (como por exemplo se é malhado ou radial, se é efetivamente aterrado ou não etc.), poderá assumir valor de 1,05 a 1,5 pu da tensão nominal do sistema (fase-terra).

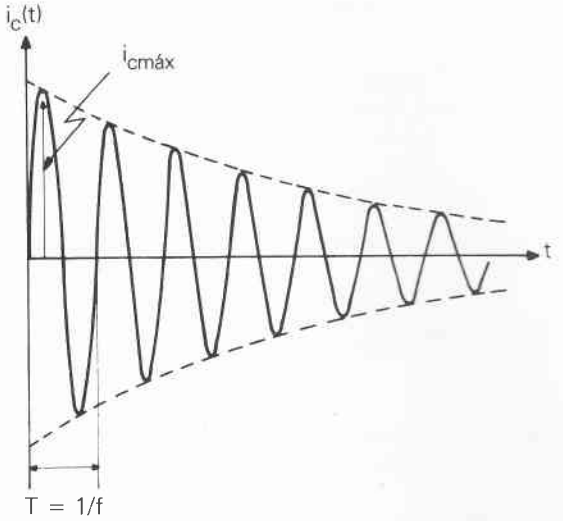


Figura 18.7 - Descarga do Banco de Capacitores

3.3.2 Falha em F2

Para um curto-circuito neste ponto as correntes $i_{c2}(t)$ e $i_{cc2}(t)$ circularão pelos equipamentos B, portanto considerando os elementos da rede como sendo lineares, a corrente $i_T(t) = i_{c2}(t) + I_{cc2}(t)$ poderá ser calculada pela superposição dos circuitos da Figura 18.8

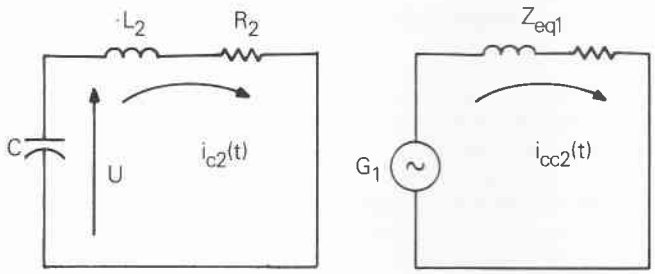


Figura 18.8 - Curto-Circuito Próximo à Subestação

Logo, para o cálculo de $i_{cc2}(t)$ e $i_{c2}(t)$, deverão ser considerados os itens 3.1 e 3.2 anteriores.

Deve-se observar que $i_{c2}(t)$ tem normalmente amplitude e freqüência superiores a $i_{cc2}(t)$ e ainda que, para valor máximo de $I_{c2}(t)$, $i_{cc2}(t)$ é simétrica. Abaixo é exemplificada a forma de onda típica da corrente para curto-circuito em F2 quando da ocorrência deste no instante da passagem da tensão pelo máximo.

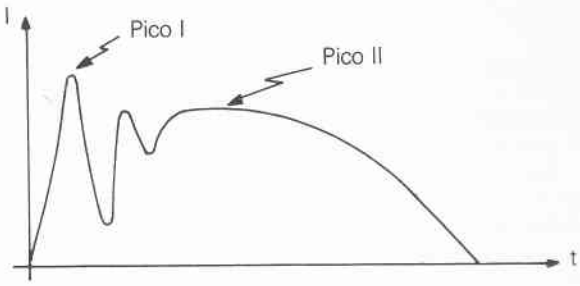


Figura 18.9 - Superposição 60Hz com Alta Freqüência

3.4 Energização de Bancos de Capacitores

Para a energização de bancos de capacitores deverá ser observado o seguinte:

- corrente de energização ("inrush") na manobra de fechamento de um banco isolado. Este caso pode-se considerar como sendo análogo ao já exposto no item 3.2.1 e não serão feitas maiores considerações;
- corrente de energização na manobra de fechamento de um banco com outros bancos em operação (energização "back-to-back");
- tensão no indutor limitador de corrente de energização;
- tensão no banco de capacitores.

A seguir faremos uma análise dos tópicos acima.

3.4.1 Corrente de Energização de um Banco com Outro(s) Banco(s) em Operação

Considere o circuito abaixo:

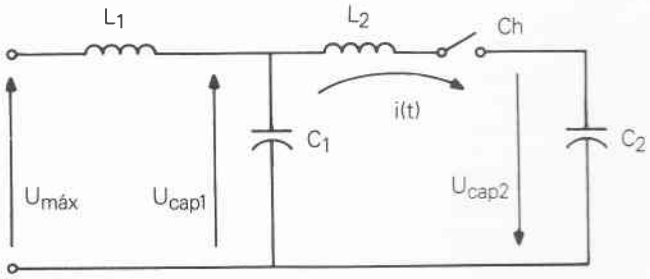


Figura 18.10 - Manobra "Back-to-Back"

Onde:

L1 = indutância equivalente de curto-circuito

L2 = indutância equivalente entre os bancos (indutância dos barramentos mais a indutância intrínseca dos bancos)

Como já foi visto anteriormente, a expressão aproximada para energização de um banco isolado é da forma:

$$i(t) = \frac{U_{máx}}{\sqrt{\frac{L}{C}}} e^{-at} \text{ sen } \frac{t}{\sqrt{LC}}$$

Para a energização "back-to-back" podem-se fazer as seguintes considerações:

- $L1 >> L2$
- $U_{máx} \cong U_{cap}$
- $U_{cap2} \cong 0$
- C_{eq} = capacitância equivalente = $\frac{C_1 C_2}{C_1 + C_2}$

Logo, a expressão da componente transitória de i(t) para este tipo de manobra será:

$$i(t) \cong \frac{U_{máx}}{\sqrt{\frac{L_2}{C_{eq}}}} e^{-at} \text{ sen } \frac{t}{\sqrt{L_2 C_{eq}}}$$

Comparando-se esta expressão com a do curto-circuito próximo a bancos, verifica-se que na operação "back-to-back" os valores da amplitude e freqüência da corrente poderão ser da mesma ordem de grandeza.

3.4.2 Tensão nos Indutores Limitadores de Corrente de Energização

Do exposto anteriormente, observa-se que os maiores valores da corrente transitória, em amplitude e freqüência, são para curtos-circuitos próximos a bancos e na operação "back-to-back". Esta corrente de descarga é limitada principalmente pela indutância dos barramentos (L2), as quais, em geral, são muito pequenas (da ordem de 0,9 μH/m). Portanto, algumas vezes se é obrigado a instalar reatores de algumas centenas de micro Henries de modo a reduzir tais valores de correntes. Este fato é mais crítico em média tensão, onde se verifica que os disjuntores disponíveis atualmente no mercado nacional não possuem resistores de fechamento e são limitados, por razões técnicas, a um determinado valor de corrente e freqüência de energização.

Por 3.2.1 sabe-se que a corrente

$$i(t) = \frac{U}{\omega^* L} e^{-at} \text{ sen } \omega^* t$$

Logo:

$$u_L(t) = L \frac{di}{dt} \therefore$$

$$u_L(t) = \frac{U}{\omega^*} e^{-at} (a \text{ sen } \omega^* t - \omega^* \cos \omega^* t),$$

Ou ainda:

$$u_L(t) = U \frac{\omega_0}{\omega^*} e^{-at} \text{ sen } (\omega^* t - \phi)$$

Onde:

$$\phi = tg^{-1} \frac{\omega^*}{a}$$

Do exposto anteriormente, pode-se observar que nos instantes iniciais $u_L(t=0) \cong U$.

Com isto, para efeito de coordenação de isolamento, os reatores limitadores de corrente de energização terão que ter entre seus terminais as mesmas características de isolamento que as de terminal para terra.

3.4.3 Tensão no Banco de Capacitores

Um outro caso importante que tem de ser analisado é a sobretensão nos capacitores em decorrência de energizações.

Pela figura 3 pode-se dizer que:

$$u_C(t) = U - u_R(t) - u_L(t)$$

e como já foi demonstrado anteriormente,

$$u_R(t) = \frac{UR}{\omega^* L} e^{-at} \text{ sen } \omega t$$

$$u_L(t) = \frac{U}{\omega^*} e^{-at} (a \text{ sen } \omega^* t - w^* \cos \omega^* t)$$

Logo:

$$u_C(t) = U[1 - \frac{\omega_0}{\omega^*} e^{-at} \text{ sen } (\omega^* t + \phi)]$$

Observando a expressão da tensão no capacitor, verifica-se que para valores de R muito baixos $u_{cmáx} \cong 2U$.

Normalmente, têm-se 2 alternativas para a diminuição de $u_{cmáx}$:

— utilização de resistores de fechamento;

— utilização de pára-raios adicionais de ZnO junto ao banco de capacitores;

— utilização de disjuntores do tipo livres de reacendimento ("restribe free").

Na prática, observa-se que o valor do resistor de fechamento para sistemas em EAT está compreendido entre 100Ω e 200Ω.

Quanto à utilização de pára-raios de ZnO, tem sido demonstrado que para grandes bancos de capacitores estes se tornam necessários. Já os disjuntores, é uma boa prática utilizar-se o do tipo livres de reacendimentos. Esta recomendação deve-se ao fato que, como os disjuntores tendem a interromper a corrente quando estas passam por zero, a tensão no banco de capacitores permanecerá no máximo e 180° elétricos depois a tensão entre os terminais do disjuntor será de 2 p.u.. Portanto, se houver reacendimento sob uma condição próxima a esta, os valores transitórios de corrente e tensão serão ainda mais elevados [8].

4 Modelagem do Sistema

Na fase inicial de um trabalho, uma das primeiras dúvidas que surge é justamente como representar os barramentos, linhas e o próprio banco de capacitores para tais estudos transitórios. São feitas então algumas perguntas, dentre elas:

— Poderá o sistema ser representado por um circuito monofásico simplificado ou tem-se que fazer um modelo trifásico?

— As impedâncias equivalentes de barramentos e linhas terão que ser representadas com os seus parâmetros variando com a freqüência?

— Como deverão ser representados e qual o valor atribuído às perdas e a indutância intrínseca dos bancos?

Passaremos agora então a fazer uma análise de cada um desses pontos.

4.1 Representação do Sistema

Para melhor compreensão, usaremos dados obtidos de estudos realizados para a SE Jacarepaguá 138 kV quando da instalação de bancos de 100 MVAr.

Para esta subestação, foram feitas investigações para uma dada configuração com um banco de 100 MVAr, simulando-se curto-circuito e energização trifásica e monofásica para a representação "trifásica" e curto-circuito monofásico para a representação "monofásica".

Foram efetuados cálculos utilizando-se as fórmulas anteriores e simulação no programa de transitórios EMTP. Os resultados estão mostrados nas tabelas 18.1 e 18.2, a seguir. Para os casos de curto-circuito, a grandeza observada foi a corrente e na energização foi tensão.

TABELA 18.1 — Curto-Circuito

Representação do Sistema	Curto-Circuito	Descarga de Banco de Capacitores	
		Corrente (A, Pico)	Freqüência (Hz)
3ϕ	3ϕ	57360	6410
3ϕ	1ϕ	46000	5232
1ϕ	1ϕ	57360	6395
Formulário	—	61600	6259

TABELA 18.2 — Energização

Representação do Sistema	Energização	Maior Sobretensão de Fase (kV - Pico)	Freqüência do Transitório (Hz)
3ϕ	3ϕ*	219,1	630
3ϕ	3ϕ**	219,9	630
1ϕ	1ϕ	219,9	630
Formulário	—	225,4	629

* Fechamento dos pólos do disjuntor com fases A e C com tensão de + 1 p.u. e fase B com tensão de - 1 p.u. (diferença entre primeiro e último pólo = 120°).

** Fechamento dos três pólos do disjuntor, simultaneamente, quando a fase A estava com tensão + 1 p.u..

Pelos resultados obtidos, verifica-se que a representação monofásica é satisfatória para subestações de características similares à SE Jacarepaguá. Cabe ressaltar que tal subestação possui praticamente iguais os

níveis de curtos-circuitos trifásicos e monofásicos ($X_0 \cong X_1$) e os bancos de capacitores são ligados em estrela aterrada.

4.2 Variação dos Parâmetros com a Freqüência

A representação dos parâmetros variando com a freqüência é a mais adequada ao se estudarem fenômenos transitórios que apresentam freqüência dominante diferente da fundamental, como ocorre em estudos envolvendo bancos de capacitores.

Falando especificamente de transitórios com bancos de capacitores, em estudos realizados em FURNAS, analisou-se a influência desta forma de representação em estudos anteriores (subestação de Tijuco Preto — 345 kV — 10 x 200 MVAr). Para esta subestação variaram-se os parâmetros dos barramentos envolvidos na simulação na freqüência predominante de 2 kHz, considerando-se as seguintes hipóteses:

- efeito pelicular;
- efeito terra;
- efeito dos cabos pára-raios;
- efeito da não transposição;
- desprezou-se a indutância mútua entre barramentos diferentes.

Mesmo com estas considerações, a diferença dos resultados não foi muito significativa. Os valores de pico da corrente variaram de cerca de 0,4% e o amortecimento manteve-se praticamente o mesmo. A explicação para estes resultados é que as indutâncias variam muito pouco (para menos) e conseqüentemente os valores de pico aumentam nesta mesma proporção. Já as resistências dos barramentos aumentam de uma forma significativa, mas mesmo assim ficam bem inferiores às resistências representativas de falha e a de perdas internas do banco de capacitores e conseqüentemente pouco influenciam no amortecimento. Sendo assim, em estudos para uma primeira avaliação dos resultados, é comum não se utilizar a variação dos parâmetros com a freqüência.

4.3 Representação dos Parâmetros Intrínsecos aos Bancos de Capacitores

Um dos fatores de grande importância no amortecimento do transitório de descarga de capacitores é a resistência decorrente das perdas dielétricas (perdas máximas normalmente especificadas são da ordem de 0,6 W/kVAr). A partir de ensaios em capacitores, passou-se a considerar esta resistência como sendo de 0,355 Ω por capacitor de 200 kVAr, 13,8 kV a 75°C, o que representa uma perda global da ordem de 0,44 W/kVAr.

Para indutância intrínseca de cada banco de capacitores, considera-se o seguinte critério:

Bancos abaixo de 46 kV ..... 5 μH
Bancos acima de 46 kV ..... 10 μH [1]
Bancos de 345 kV ..... 25 μH

Este último valor é uma estimativa obtida através de ensaios de campo nos bancos de capacitores da SE Tijuco Preto 345 kV — 200 MVAr.[9]

5 Resultados Práticos

Com o intuito de ilustrar o exposto anteriormente, serão apresentados a seguir alguns resultados de estudos para a instalação de bancos de capacitores realizados através do programa EMTP.

5.1 Estudos quanto à Corrente

5.1.1 Energização de 1 Banco Isolado

Alguns dados:

- subestação - Itaorna 138 kV
- potência do banco - 25 MVAr
- potência de curto-circuito (60Hz) -5000 MVA
- resistor de pré-inserção - 150 Ω durante 6ms

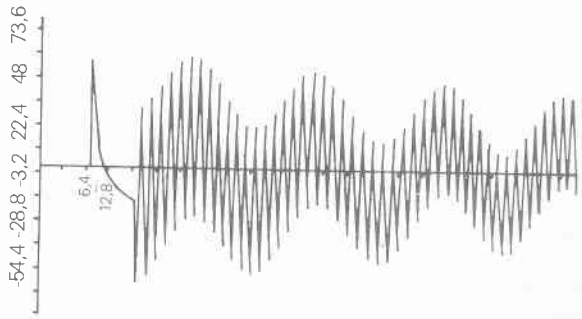


Figura 18.11 - Energização de um Banco

5.1.2 Energização "Back-to-Back":

Alguns dados:

- subestação - Campos 138 kV
- potência dos bancos - 2 x 25 MVAr
- potência de curto-circuito (60Hz) - 5000 MVA
- resistor de pré-inserção - 110 Ω durante 6ms

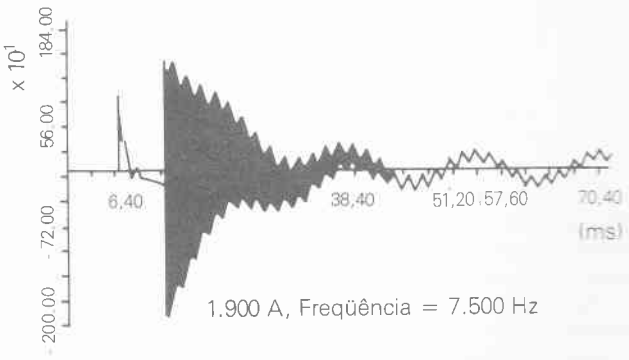


Figura 18.12 - Energização "Back-to-Back"

5.1.3 Curto-Circuito Próximo a Bancos de Capacitores

Alguns dados:

- subestação - Adrianópolis 345 kV
- potência dos bancos - 2 x 162,5 MVAr
- potência de curto-circuito (60Hz)-15000 MVA
- local de aplicação - 28 m de um dos bancos

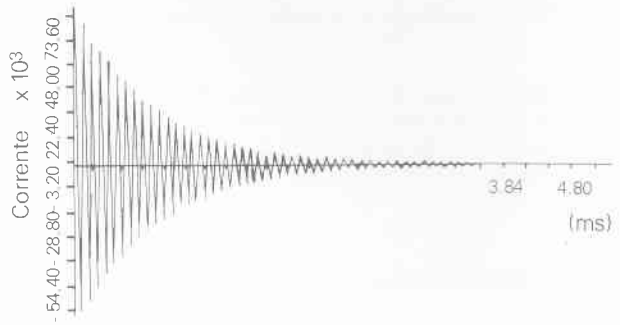


Figura 18.13 - Curto-Circuito Próximo ao Banco de Capacitores

5.1.4 Curto-Circuito na Saída de uma Linha

Alguns dados:

- subestação - Jacarepaguá 138 kV
- potência dos bancos - 2 x 200 MVAr
- potência de curto-circuito (60Hz)-11230 MVA

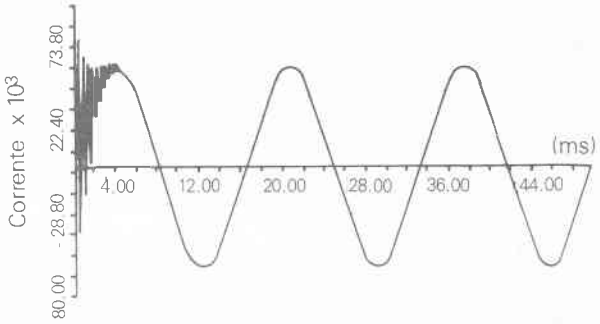


Figura 18.14 - Curto-Circuito Próximo à Subestação

5.2 Estudos Quanto à Tensão

5.2.1 Sobretensão no Sistema em Função do Resitor de Pré-Inserção

Alguns dados:

- subestação - Adrianópolis 345 kV
- potência dos bancos - 2 x 162,5 MVAr
- potência de curto-circuito (60Hz) -15000 MVA

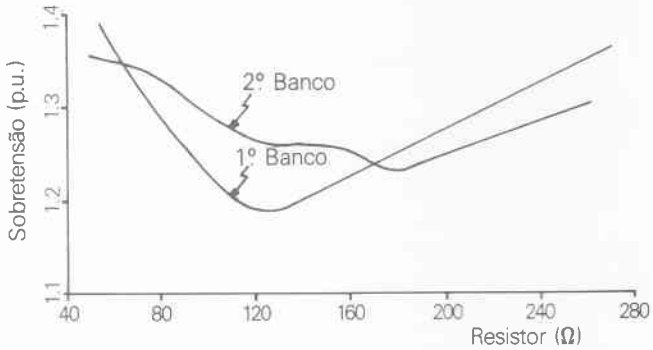


Figura 18.15 - Sobretensão no Sistema em Função do Resistor de Pré-Inserção

5.2.2 Tensão na Subestação, Corrente e Energia no Pára-Raios

Alguns dados:

- subestação - Adrianópolis 345 kV
- pára-raios utilizados - ZnO 258 kV

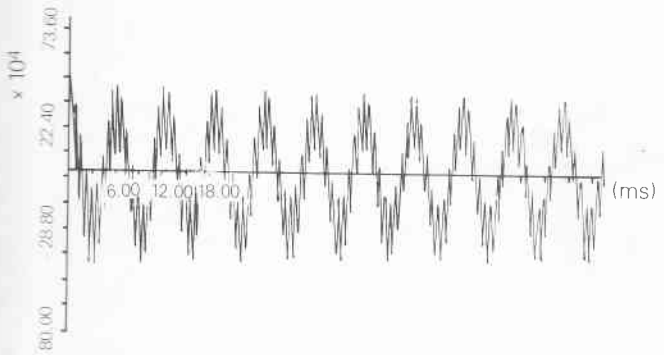


Figura 18.16 - Tensão na Subestação

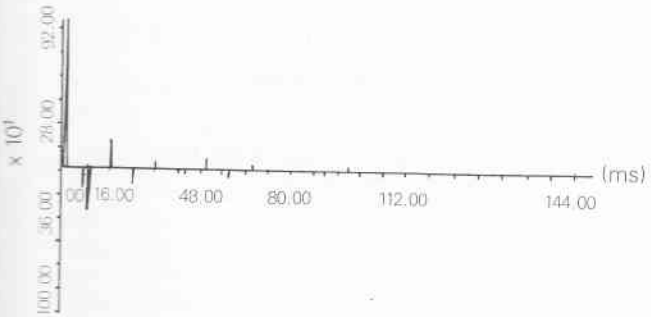


Figura 18.17 - Corrente no Pára-Raios de ZnO

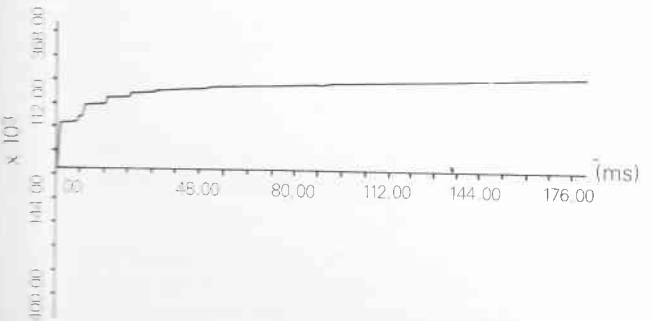


Figura 18.18 - Energia no Pára-Raios de ZnO

6 Influência dos Transitórios nos Equipamentos Decorrentes da Instalação de Bancos de Capacitores

Após terem sido calculados os transitórios, deverá ser analisado a influência destes nos equipamentos da subestação sob o ponto de vista de superação (para o caso de equipamentos existentes) e para especificação dos equipamentos novos da subestação. Portanto, a seguir, é feita uma análise para cada equipamento isolado:

6.1 Disjuntores

Estes equipamentos terão que ser capazes de fechar e suportar fechados o maior valor de corrente encontrado (casos analisados no item 5.1). Sendo estes equipamentos sujeitos a muitas manobras, deverá então ser especificado um número mínimo de manobras sem que haja necessidade de manutenção no disjuntor. Como já foi mencionado anteriormente, é importante que estes equipamentos sejam do tipo livres de reacendimentos.

6.2 Secionadores

Como se sabe, os secionadores não são equipamentos de manobra sob carga, logo terão que ser especificados de forma a suportarem fechados o maior valor de corrente encontrada.

6.3 Transformadores de Corrente

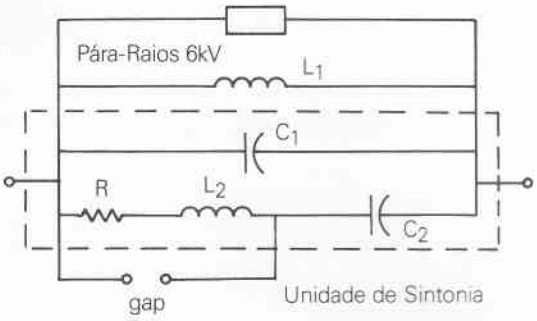
Da mesma forma que os secionadores, os TC's terão que suportar dinamicamente o maior valor de corrente encontrado e também a maior sobretensão secundária devido à corrente de maior produto I x f, pois a tensão secundária é diretamente proporcional a este fator [1], [6], [8] e [10].

Considerando que os valores de tensão no secundário geralmente são proibitivos para curtos-circuitos na subestação (ordem de dezenas de kV), então, nestes casos, deverão ser utilizados limitadores de tensão no secundário do TC.

6.4 Filtro de Ondas

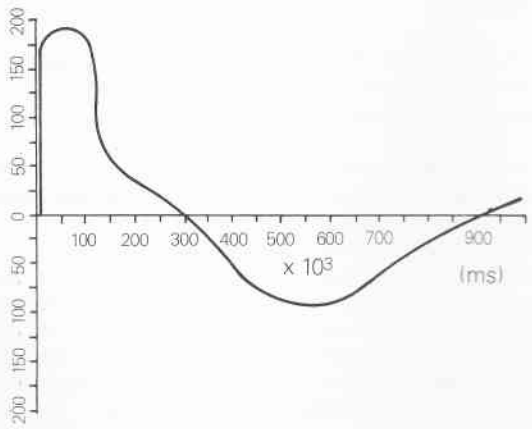
Analisando os componentes de um filtro de onda (Figura 18.19), verifica-se que para as freqüências de descarga dos bancos de capacitores (normalmente entre

2 e 15 kHz), os problemas relacionados com este equipamento são semelhantes aos dos reatores limitadores da corrente de energização, isto é, a indutância L_1 predomina em relação aos outros elementos do F.O.



L_1 = 265 μH
L_2 = 20 μH
R = 1000 Ω
C_1 = 2,18 pF
C_2 = 0,26 pF

Figura 18.19 - F.O. GE-1200A - Tipo 4CF12C19A-SPL f_s = 240 a 296 kHz



I = 192 kA,
f = 6,7 kHz.

Figura 18.20 - Tensão entre os Terminais do Filtro de Onda

Normalmente os filtros de ondas especificados sem requisitos especiais apresentam para a tensão suportável a impulso de manobra para os elementos L1 e da unidade de sintonia valores de 75 kV e 45 kV respectivamente e pára-raios de tensão nominal de 3 kV a 7,5 kV em paralelo a L1 com capacidade de dissipação de cerca de 1 kJ/kV da tensão nominal. Portanto, quando da instalação de bancos de capacitores, deverão ser feitos estudos verificando-se se algum requisito acima será ultrapassado.

Nas subestações de FURNAS em que serão instalados grandes bancos, tem-se adotado, como solução para este problema, a especificação de requisitos mais rígidos para os F.O's como, por exemplo, impulso de manobra igual a 210 kV, e/ou instalação de pára-raios de ZnO em paralelo a L1 em lugar dos convencionais.

A Figura 18.20 ilustra a forma de onda da tensão entre os terminais do F.O. da SE São Roque - 345 kV, onde serão instalados diversos filtros de harmônicos num total de 3074 MVAr (curto-circuito na saída de uma das linhas).

6.5 Pára-Raios

Para estudos de aplicação de pára-raios em subestações onde serão instalados bancos de capacitores, deverá ser analisado o seu desempenho quando da ocorrência de descargas de bancos. Estes estudos tratam basicamente de verificações das sobretensões transitórias quando de manobras (energização ou reacendimento) de um banco de capacitores sem a presença de outros na subestação. A razão para este critério é que, quando se inicia a operação dos bancos, o primeiro a ser energizado é o que causa maiores sobretensões, e no caso em que se retira de operação tais bancos, o último é o que causará maiores sobretensões. A presença de um segundo banco energizado, além daquele que é manobrado, faz com que as sobretensões (e por conseqüência a energia dissipada e a corrente que circula pelos pára-raios) sejam menores.

A seguir, são apresentados estudos para SE Adrianópolis 345 kV em decorrência da instalação de dois bancos de 162,5 MVAr.

6.5.1 Parâmetros do Estudo

Para esta subestação, verificou-se que, apesar dos bancos de 162,5 MVAr serem autoprotegidos contra surtos atmosféricos, mesmo considerando que os capacitores estejam plenamente carregados a uma tensão de mesma polaridade que a descarga incidente [2] e [3], é necessária a presença de dispositivos extras que evitem a danificação dos pára-raios convencionais ali existentes, uma vez que eles não possuem capacidade de absorver toda a energia associada ao fenômeno de descarga dos capacitores.

Abaixo, é apresentada a configuração simulada e os parâmetros utilizados no estudo.

a. A configuração simulada:

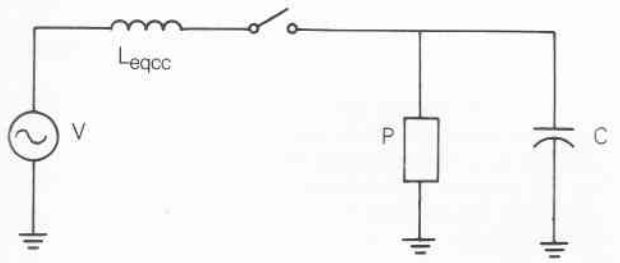


Figura 18.21 - Configuração Simulada

Sendo:

$$V = 345 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 281.7 \text{ kV pico}$$

$C = 3.57\ \mu F$

Leq_{CC} = indutância equivalente do sistema = 24.8 mH.

b. Pára-raios de ZnO:

Tensão nominal: 258 kV
Número de colunas: 1 ou 2
Curva V x I referência 4

c. Mínimo valor de descarga dos pára-raios convencionais:

Tipo: MPR-312 (OHIO-BRASS)
Sem poluição: $1{,}35 \times 312 \times \sqrt{2} = 595$ kV(pico)
Com poluição: $1{,}20 \times 312 \times \sqrt{2} = 529$ kV(pico)

6.5.2 Estudos Realizados

Foram estudadas duas operações de chaveamento de banco de capacitores:

a. energização do banco de capacitores, sem resistor de fechamento (corresponde a condição de falha na inserção do resistor);

b. abertura do disjuntor do banco, com ocorrência de reacendimento (simulada com o fechamento do disjuntor 180° após a abertura).

Os resultados mais críticos, como era esperado, correspondem aos casos em que o outro banco estava desenergizado.

Na Tabela 18.3 abaixo, são apresentados os valores máximos verificados.

TABELA 18.3 — Estudos Realizados

Nº de Colunas do Pára-Raios	Máxima Tensão (kV)	Máxima Corrente no Pára-Raios (kA)	Energia no Pára-Raios (kJ)
Energização (S/Resistor de Fechamento)			
1	514,67	0,97	263,68
2	501,43	1,27	291,33
Abertura com Reacendimento			
1	570,46	5,08	1092,4
2	548,38	5,08	1156,0

Os mesmos casos acima foram simulados, considerando o outro banco já energizado, somente com o pára-raios de uma coluna, obtendo-se valores de tensão de 490 kV para energização e 560 kV para a abertura com reacendimento.

As Figuras 18.16, 18.17 e 18.18, anteriores, foram retiradas deste estudo (energização de um banco de capacitores com pára-raios com uma coluna).

Considerando como critério não se permitir que as sobretensões ultrapassem o mínimo valor de descarga dos pára-raios convencionais (considerando 1,20 vezes a tensão nominal devido a possíveis problemas de poluição), verifica-se que com esta escolha admite-se um pequeno risco de ocorrência de descarga dos pára-raios convencionais por ocasião de reacendimentos e em condições contaminadas. Tendo-se em conta, no entanto, que disjuntores a serem comprados para manobrar os bancos de capacitores serão do tipo livres de reacendimentos, este risco torna-se praticamente desprezível. Deve-se acrescentar ainda que podem ser adotadas medidas adicionais, como a limpeza sistemática da porcelana dos pára-raios a fim de minimizar o efeito da poluição no seu valor mínimo de disparo.

Desse modo, pode-se concluir que a utilização de pára-raios de óxido de zinco 258 kV, com uma coluna, deve ser recomendada para a proteção dos bancos de capacitores.

7 Bibliografia

[1] American National Standard C37.0731-1973. Application Guide for Capacitance Current Switching for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.

[2] S.A. Miske Jr. - Station Arrester. Application in Station Shunt Capacitor Bank Circuits - Some Considerations.

[3] Ohio Brass Company - Arrester Applications on Large Shunt Capacitor Banks.

[4] Tranquell - Application Guide.

[5] Ary D'Ajuz, F.M. Salgado Carvalho, L.E. Nora Dias - Problemas Relacionados com a Instalação de Bancos de Capacitores de 200 MVAr na SE Jacarepaguá 138 kV - VI SNPTEE.

[6] Ary D'Ajuz, F.M. Salgado Carvalho - Representação de Transformadores de Corrente no "Electromagnetic Transients Program" - Congresso CIER, Peru, 1983.

[7] Allan Greenwood - Electric Transients in Power Systems.

[8] Ary D'Ajuz, F.M. Salgado Carvalho, Sergio de Azevedo Morais e outros - Equipamentos Elétricos - Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão. Editora da Universidade Federal Fluminense.

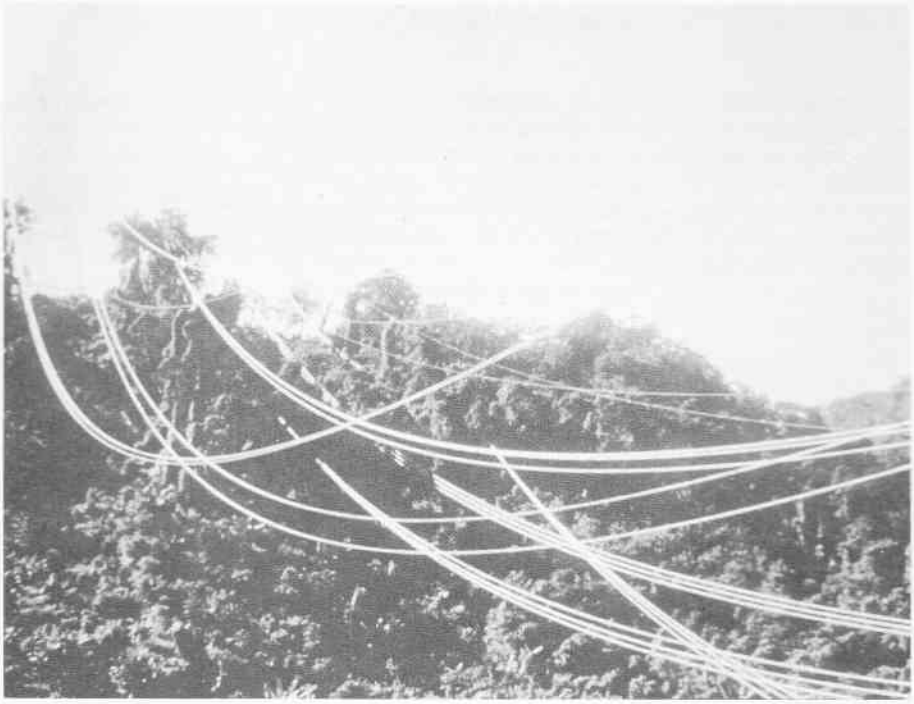
[9] Ary D'Ajuz e Antonio Galvão Ferreira - Ensaios em Tensão Reduzida em Bancos de Capacitores de Alta Tensão - Congresso CIER, Chile, 1987.

[10] Ary D'Ajuz e Antonio Galvão Ferreira - Resposta de Transformadores de Corrente Instalados Junto a Bancos de Capacitores - SNPTEE IX - Belo Horizonte, 1987.

Capítulo 19

Ressonância por Indução em Linhas Compensadas por Reatores em Derivação

Luiz Eduardo Nora Dias



Linhas Paralelas - Sistema Furnas

1 Introdução

É sabido que a utilização de reatores constitui um meio econômico de compensação de linhas de transmissão de extra alta tensão, bem como de controle de sobretensões em um sistema. No entanto, sua aplicação em linhas paralelas torna-se delicada, merecendo atenção especial. Face a condições de ressonância que podem se estabelecer entre linhas acopladas e compensadas através de reatores, a tensão induzida em uma delas, quando aberta em ambos os extremos, pode atingir valores bastante elevados.

O mesmo fenômeno pode ocorrer em uma fase aberta em linhas que utilizam religamento monopolar.

Até o momento, a bibliografia existente aborda separadamente os dois problemas anteriormente citados. Na realidade, o fenômeno de ressonância que ocorre em linhas que utilizam religamento monopolar não passa de um caso particular do que ocorre em linhas paralelas [1].

2 Ressonância por Indução em Linhas que Utilizam Religamento Monopolar

2.1 Generalidades

Tendo em vista que a grande maioria de defeitos verificados em linhas de extra alta tensão é de natureza transitória, envolvendo apenas uma fase e a terra, torna-se cada vez mais difundida a utilização de religamento monopolar, para aumentar a confiabilidade de sistemas de transmissão de energia elétrica.

Três fatores básicos devem ser analisados quando se decide pela utilização do religamento monopolar: tensão induzida na fase aberta, corrente de arco secundário ou corrente residual e tempo mínimo de religamento.

No momento em que se estabelece um arco entre uma fase e a terra, o ar torna-se ionizado naquele percurso. Desta forma, quando a fase é aberta em ambos os extremos, ainda continua a circular uma corrente através do ar ionizado (corrente de arco secundário ou corrente residual), face aos acoplamentos eletrostático e eletromagnético com as fases energizadas. Quando o arco se extingue, uma tensão aparece entre a fase aberta e a terra (tensão de restabelecimento induzida na fase aberta). Dependendo do valor do primeiro pico e da taxa de crescimento desta tensão, poderá haver a reignição do arco residual.

Experiências práticas para determinadas classes de tensão foram realizadas visando determinar um tempo mínimo em que seria possível a extinção de um arco secundário através de uma cadeia de isoladores. Foi verificado que, quanto maior a corrente residual e a tensão de restabelecimento, maior a probabilidade do arco se prolongar por mais tempo. Existem, no entanto, outros fatores, como características da cadeia de isoladores onde ocorre o arco, o estado de superfície dos isoladores que compõem a cadeia, a velocidade do vento, condições do tempo e a própria instabilidade do arco secundário que tornam difícil uma correlação perfeita entre as grandezas envolvidas.

Determinados testes mostraram que, ao contrário do que se poderia pensar, correntes de curto-circuito mais elevadas criam condições de turbulência no ar que facilitam a posterior extinção do arco residual, fato este notado principalmente para correntes de arco secundário acima de 30 A.

Do acima exposto, depreende-se que, muito embora desejável, a análise da tensão de restabelecimento e corrente residual em termos transitórios torna-se bastante complexa. Por outro lado, a determinação destas grandezas em regime permanente pode ser feita com menos esforço e a sua medida traduz de certa forma o comportamento de outras grandezas a elas associadas e intrinsecamente de natureza transitória. Basicamente pelas duas razões anteriormente citadas, os valores que se utilizam normalmente para comparações referem-se a valores em estado permanente tanto da tensão de restabelecimento como da corrente residual.

2.2 Análise Simplificada

Como será mostrado no decorrer deste trabalho, são os parâmetros transversais das linhas de transmissão os mais importantes no que se refere à localização de picos de ressonância. Dessa forma, resolveu-se abordar o problema inicialmente levando em conta só este tipo de parâmetro. Posteriormente, através de simulações digitais, considerando o modelo completo da linha, o fenômeno será mostrado em uma dimensão mais ampla.

2.2.1 Localização do pico de ressonância

Na Figura 19.1, está representada por meio de seus parâmetros transversais uma linha de transmissão compensada através de reatores.

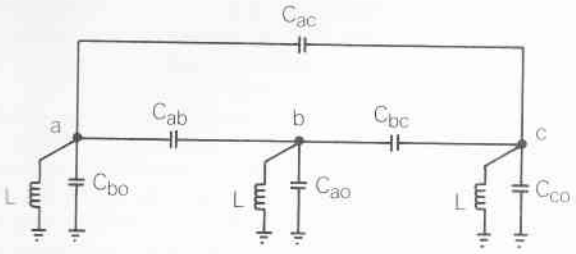


Figura 19.1 - Representação Simplificada de uma Linha de Transmissão

Para o circuito da Figura 19.1 podemos escrever a seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{aa} + Y_r & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} + Y_r & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} + Y_r \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Onde:

f = freqüência do sistema

$\omega = 2\pi f$

$Y_{aa} = j\omega(C_{ao} + C_{ab} + C_{ac})$

$Y_{bb} = j\omega(C_{bo} + C_{ab} + C_{bc})$

$Y_{cc} = j\omega(C_{co} + C_{bc} + C_{ac})$

$Y_{ab} = Y_{ba} = -j\omega C_{ab}$

$Y_{ac} = Y_{ca} = -j\omega C_{ac}$

$Y_{bc} = Y_{cb} = -j\omega C_{bc}$

$Y_r = 1/j\omega L$

Supondo que a fase A esteja aberta em ambos os extremos, o somatório das correntes no nó A tem de ser zero, ou seja:

$$(Y_{aa} + Y_r)\, V_a + Y_{ab}\, V_b + Y_{ac}\, V_c = 0$$

$$V_a = \frac{-(Y_{ab}\, V_b + Y_{ac}\, V_c)}{Y_{aa} + Y_r} \qquad (19.1)$$

Portanto, se uma linha de transmissão é compensada de tal forma que a susceptância equivalente por fase do reator ou reatores a ela ligados se aproxima, em valor absoluto, da susceptância própria das fases da linha, a tensão em uma das fases, quando aberta em ambos os extremos, atingirá valores elevados, podendo inclusive causar danos aos equipamentos.

Considerando agora que a linha de transmissão apresentada na Figura 19.1 é transposta e chamando:

C_1 — capacitância de seqüência positiva da linha

C_0 — capacitância de seqüência zero da linha

$k = C_0/C_1$

$h = 1/\omega^2 L C_1$

podemos escrever:

$$Y_{aa} = Y_{bb} = Y_{cc} = j\omega(2C_1 + C_0)/3$$

A condição de ressonância se caracteriza quando:

$$1/\omega L = \omega(2C_1 + C_0)/3$$

Desta expressão deduz-se facilmente que o grau de compensação para o qual ocorre ressonância será dado por:

$$h = (2 + k)/3 \qquad (19.2)$$

Como a relação "k" se situa entre 0,6 e 0,7 para linhas de transmissão, é de se prever que um pico de ressonância ocorra no entorno de 86% a 90% de compensação.

Observe-se que o reator foi representado apenas por uma indutância. Na prática, o fator de qualidade de reatores utilizados em sistemas de extra alta tensão é da ordem de 300 e o erro que se comete desprezando a resistência para efeito de localização do pico de ressonância é desprezível. Apesar do pequeno valor relativo, a sua representação é fundamental, no entanto, quando se trata de calcular o valor da tensão induzida na fase aberta, principalmente se o nível de compensação utilizado está perto do pico de ressonância.

2.2.2 Neutralização

Observe-se da equação 19.1 que a tensão induzida em uma fase aberta é função das capacitâncias de acoplamento entre ela e as fases energizadas. Em linhas compensadas, a utilização de um reator de neutro pode reduzir este acoplamento, tudo se passando como se ele adicionasse indutâncias em paralelo com as capacitâncias

de acoplamento. Este item se propõe dar meios para uma melhor visualização deste efeito, assim como chegar a uma expressão para determinação do reator de neutro que minimiza a tensão induzida em uma fase aberta.

A matriz de admitância derivada de uma linha de transmissão transposta em componentes simétricos pode ser escrita:

$$Y_{0\,1\,2} = j\omega \begin{bmatrix} C_0 & 0 & 0 \\ 0 & C_1 & 0 \\ 0 & 0 & C_1 \end{bmatrix}$$

Onde:

C_1 - capacitância de seqüência positiva da linha

C_0 - capacitância de seqüência zero da linha

Transformando para componentes de fase, vem:

$$Y_{abc} = j\omega \begin{bmatrix} C_s & -C_m & -C_m \\ -C_m & C_s & -C_m \\ -C_m & -C_m & C_s \end{bmatrix}$$

Onde:

$C_s = (2C_1 + C_0)/3$

$C_m = (C_1 - C_0)/3$

O seguinte esquema pode então ser traçado.

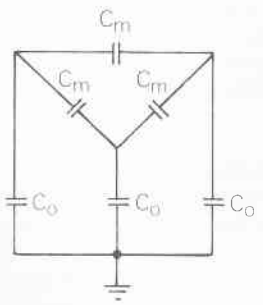


Figura 19.2 - Representação Simplificada em Componentes Simétricos

Para o reator esquematizado na Figura 19.3 abaixo,

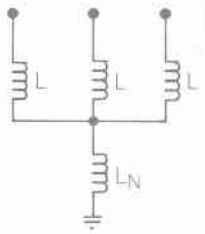


Figura 19.3 - Representação do Reator

a matriz de admitância em componentes simétricos pode ser escrita:

$$YR_{0\,1\,2} = 1/j\omega \begin{bmatrix} 1/L_0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/L & 0 \\ 0 & 0 & 1/L \end{bmatrix}$$

Onde:

L - indutância por fase do reator de linha

L_N - indutância do reator de neutro

$L_0 = L + 3L_N$

Passando para componentes de fase, vem:

$$YR_{abc} = 1/j\omega \begin{bmatrix} S_d & -S_m & -S_m \\ -S_m & S_d & -S_m \\ -S_m & -S_m & S_d \end{bmatrix}$$

Onde:

$S_d = (2/L + 1/L_0)/3$

$S_m = (1/L - 1/L_0)/3$

Sem a presença do reator L_N, a matriz YR_{abc} seria diagonal. Com a sua inclusão, aparecem termos fora da diagonal "S_m". Tudo se passa, portanto, como se o reator de neutro adicionasse uma susceptância entre fases, como sugere a Figura 19.4.

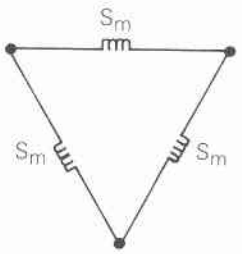


Figura 19.4 - Esquema Equivalente Considerando o Reator L_N

O reator de neutro que reduz ao mínimo a tensão induzida na fase aberta é obtido fazendo com que S_m entre em ressonância paralela com C_m para a freqüência do sistema, tornando com isto infinita a impedância de acoplamento entre as fases energizadas e a fase aberta.

Desta forma, tem-se:

$$\frac{\omega}{3}(C_1 - C_0) = \frac{1}{3\omega}\left(\frac{1}{L} - \frac{1}{L_0}\right)$$

Desenvolvendo a expressão, lembrando que $L_N = 1/3\,(L_0 - L)$, obtém-se:

$$\frac{L_N}{L} = \frac{1}{3} \times \left[\frac{1 - k}{h - (1 - k)}\right] \qquad (19.3)$$

Onde:

$k = C_0/C_1$

$h = 1/\omega^2 L C_1$

3 Ressonância por Indução em Linhas Paralelas

3.1 Generalidades

Em linhas paralelas não compensadas por reatores, a tensão induzida em uma delas, quando aberta em ambos os extremos, é baixa e de modo geral não chega a constituir problema. Se, no entanto, a linha aberta é compensada através de reatores, linha B Figura 19.5, pode ocorrer que, dependendo do valor de compensação utilizado, a tensão induzida atinja valores bastante elevados.

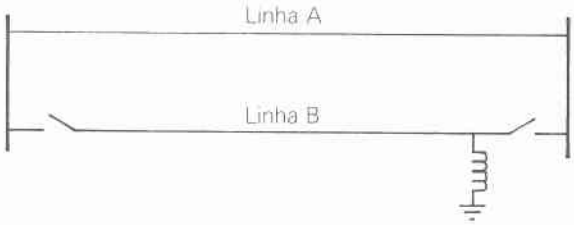


Figura 19.5 - Situação na qual podem Ocorrer Problemas de Ressonância em Linhas Paralelas

Tensões induzidas elevadas podem prolongar o tempo de extinção de um arco residual no caso de um curto fase terra. Restrições quanto à proteção utilizada podem surgir em função de correntes com alto conteúdo de 2º harmônico, tendo em vista o defasamento entre o fluxo no reator, já existente em virtude da tensão induzida, e o produzido quando se energiza a linha. Sob o ponto de vista de segurança, é conveniente ainda ressaltar o aparecimento de perigosos arcos durante a aplicação ou remoção de aterramentos na linha, para fins de manutenção. O religamento automático muito provavelmente não poderá ser utilizado, pois poderá não haver o decaimento da carga residual em tempo hábil.

Torna-se, portanto, imperativa uma análise do problema de tensões induzidas em linhas paralelas e compensadas durante a fase de planejamento, para que se possam prevenir problemas futuros.

3.2 Análise Simplificada

De forma análoga à desenvolvida para o caso de linhas que utilizam religamento monopolar, aqui também será feita inicialmente uma análise utilizando apenas os parâmetros transversais das linhas de transmissão. Com isto se pretende uma visualização teórica do fenômeno, além da possibilidade de se chegar a expressões que permitam "a priori" a localização de picos de ressonância. Posteriormente serão comparados os resultados obtidos por estas expressões com os obtidos através de simulações digitais utilizando modelo completo das linhas.

$$\begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{b1} \\ I_{c1} \\ I_{a2} \\ I_{b2} \\ I_{c2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{a1a1} & Y_{a1b1} & Y_{a1c1} & Y_{a1a2} & Y_{a1b2} & Y_{a1c2} \\ Y_{b1a1} & Y_{b1b1} & Y_{b1c1} & Y_{b1a2} & Y_{b1b2} & Y_{b1c2} \\ Y_{c1a1} & Y_{c1b1} & Y_{c1c1} & Y_{c1a2} & Y_{c1b2} & Y_{c1c2} \\ Y_{a2a1} & Y_{a2b1} & Y_{a2c1} & Y_{a2a2} & Y_{a2b2} & Y_{a2c2} \\ Y_{b2a1} & Y_{b2b1} & Y_{b2c1} & Y_{b2a2} & Y_{b2b2} & Y_{b2c2} \\ Y_{c2a1} & Y_{c2b1} & Y_{c2c1} & Y_{c2a2} & Y_{c2b2} & Y_{c2c2} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{b1} \\ V_{c1} \\ V_{a2} \\ V_{b2} \\ V_{c2} \end{bmatrix}$$

Reescrevendo a equação anterior de forma sintética, temos:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \qquad (19.4)$$

A corrente drenada pelo reator, em função dos valores de tensão em todas as fases e da admitância Y_r do reator por fase, pode ser calculada pela seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ IR \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & YR \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \qquad (19.5)$$

Onde:

$$[YR] = \begin{bmatrix} Y_r & 0 & 0 \\ 0 & Y_r & 0 \\ 0 & 0 & Y_r \end{bmatrix}$$

[0] = matriz nula

Somando as equações (19.4) e (19.5), temos:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 + IR \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} + YR \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \qquad (19.6)$$

Uma vez que o circuito 2 se encontra aberto em ambas as extremidades, as correntes I2 e IR têm que somar zero. Dessa forma, o vetor V2 pode ser determinado da equação 19.6.

$$[V2] = -[[Y22] + [YR]]^{-1} \times [Y21] \times [V1] \qquad (19.7)$$

Observe-se na equação 19.7 a matriz $[[Y22] + [YR]]^{-1}$. Os valores de Y_r e, conseqüentemente, de compensação derivada, que tendem a tornar esta matriz singular, redundarão em tensões elevadas na linha aberta. Verifica-se que a determinação destes pontos de ressonância se resume na pesquisa dos autovalores da matriz [Y22].

Considerando o reator ideal, sem resistência, FOREST [2] apresenta a determinação analítica dos autovalores da matriz [Y22]. Para facilitar a dedução das fórmulas, as seguintes hipóteses simplificadoras foram feitas:

$Y_{a2b2} = Y_{b2c2}$ e

$Y_{a2a2} = Y_{b2b2} = Y_{c2c2}$

$$Y_{r2} = Y_{a2a2} + \frac{Y_{a2c2}}{2} - \sqrt{\frac{Y_{a2c2}^2}{4} + 2Y_{a2b2}^2} \qquad (19.9)$$

$$Y_{r3} = Y_{a2a2} + \frac{Y_{a2c2}}{2} + \sqrt{\frac{Y_{a2c2}^2}{4} + 2Y_{a2b2}^2} \qquad (19.10)$$

A primeira simplificação é bastante razoável, tendo em vista que, normalmente, em linhas de transmissão, duas das distâncias entre fases são iguais. A segunda simplificação, segundo FOREST [2], se justifica, pois a diferença entre os valores diagonais de matrizes de admitâncias nodais encontradas na prática diferem de no máximo 4%.

Os valores de compensação para os quais ocorrerão picos são:

$$Y_{r1} = (Y_{a2a2} - Y_{a2c2}) \qquad (19.8)$$

$$Y_{r2} = Y_{a2a2} + \frac{Y_{a2c2}}{2} - \sqrt{\frac{Y_{a2c2}^2}{4} + 2Y_{a2b2}^2} \qquad (19.9)$$

$$Y_{r3} = Y_{a2a2} + \frac{Y_{a2c2}}{2} + \sqrt{\frac{Y_{a2c2}^2}{4} + 2Y_{a2b2}^2} \qquad (19.10)$$

Como será mostrado adiante através de simulações, para as fases externas três picos de ressonância aparecem. Para a fase do meio, somente dois são significativos.

No caso da linha desenergizada ser transposta, além das hipóteses feitas anteriormente tem-se que acrescentar que $Y_{a2b2} = Y_{a2c2}$. Desta forma, somente dois picos de ressonância aparecem para as três fases.

$$Y_{r1} = Y_{a2a2} - Y_{a2b2} \qquad (19.11)$$

$$Y_{r2} = Y_{a2a2} + 2Y_{a2b2} \qquad (19.12)$$

Uma vez que agora está se considerando o circuito aberto transposto, é lícito escrever:

$$Y_{a2a2} - Y_{a2b2} = Y_1 \qquad (19.13)$$

$$Y_{a2a2} + 2Y_{a2b2} = Y_0 \qquad (19.14)$$

A Figura 19.11 apresenta os perfis de tensão induzida na linha aberta, considerando que a linha paralela também é não transposta e encontra-se simplesmente energizada.

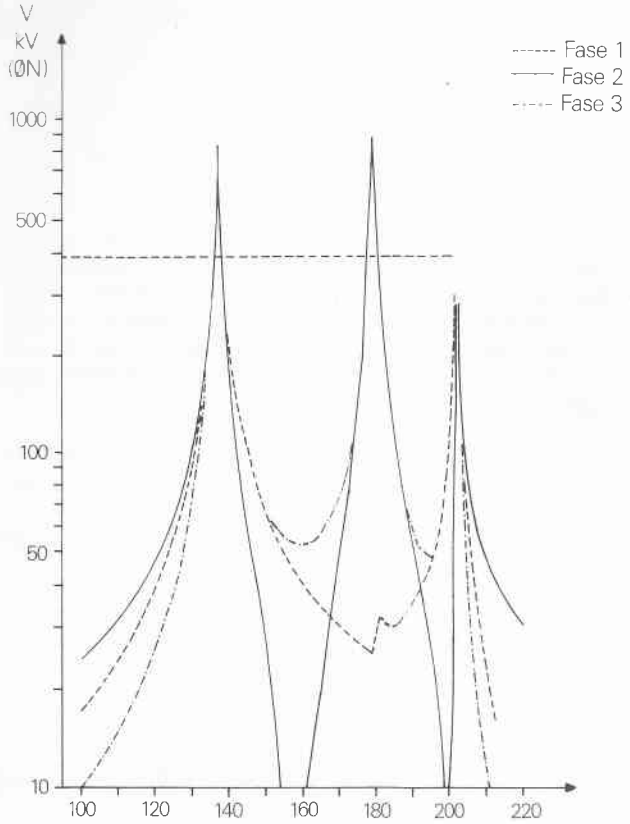


Figura 19.11 - Evolução das Tensões Induzidas Considerando os dois Circuitos Não-Transpostos

Verifica-se que os picos de ressonância apresentam-se em 138 MVAr, 180 MVAr e 203 MVAr, bastante próximos, portanto, dos calculados usando somente parâmetros transversais. A linha tracejada horizontal corresponde à tensão nominal fase neutro.

A Figura 19.12, apresenta os perfis de tensão induzida considerando agora que a linha energizada é transposta. Verifica-se que os picos de ressonância ocorrem praticamente para os mesmos valores de compensação que os da Figura 19.11. Este resultado concorda com o exposto no item 3.2, de onde se pode depreender que, com boa aproximação, a localização dos picos de ressonância é função basicamente dos parâmetros da linha aberta.

A simulação realizada com a linha paralela simplesmente energizada levou a valores muito baixos de tensões induzidas. Os perfis apresentados na Figura 19.12 consideram que a linha paralela está com carga máxima. Verifica-se que, ainda assim, que os perfis apresentam-se bastante baixos em relação aos da Figura 19.11.

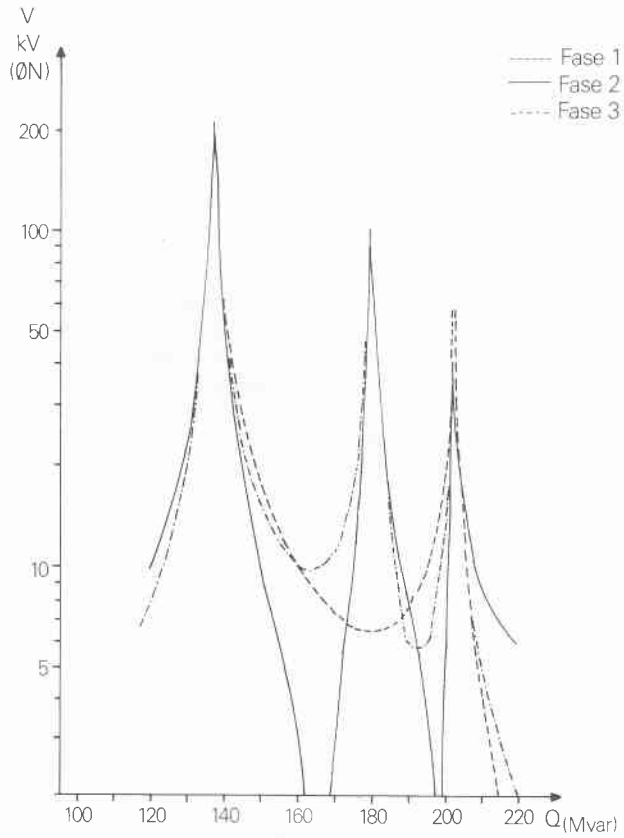


Figura 19.12 - Perfis de Tensão Induzida Considerando a Linha Energizada Transposta

Considerando que a linha aberta é transposta, de acordo com as equações 19.13 e 19.14 os valores de compensação para os quais ocorre ressonância são:

1º pico de ressonância em torno de 134 MVAr

2º pico de ressonância em torno de 188 MVAr

A Figura 19.13 apresenta os perfis de tensão induzida na linha aberta considerando a linha paralela não transposta e simplesmente energizada.

Os picos de ressonância apresentam-se em 139 MVAr e 191 MVAr em boa aproximação, portanto, com os calculados utilizando somente parâmetros transversais.

A Figura 19.14 apresenta os perfis de tensão induzida na linha aberta considerando agora que a linha energizada também é transposta e está simplesmente energizada.

A posição dos picos de ressonância praticamente não é alterada, uma vez que não houve alteração na linha aberta. Verifica-se que houve uma inversão em relação à Figura 19.13. Lá os perfis de tensão induzida eram bem mais elevados em torno do primeiro pico.

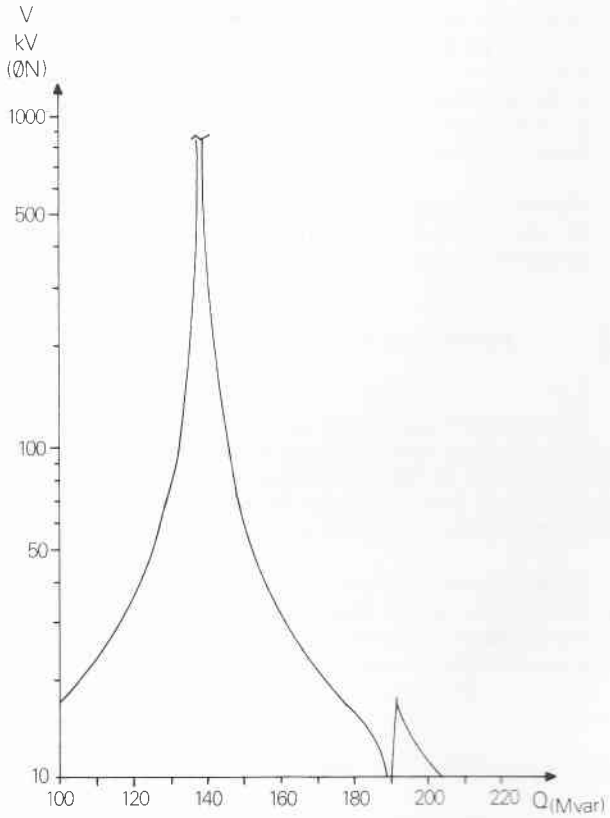


Figura 19.13 - Perfis de Tensão Induzida Considerando a Linha Aberta Transposta e a Linha Energizada Não Transposta

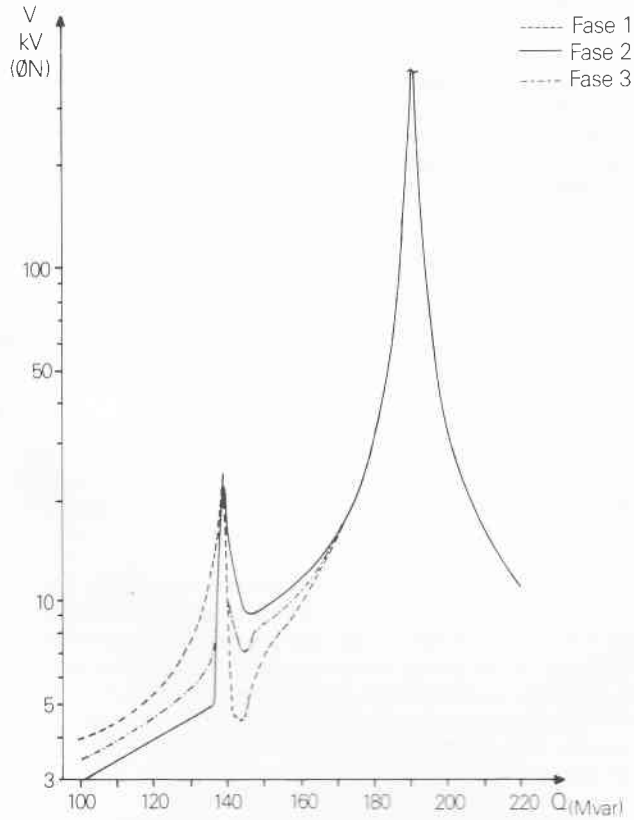


Figura 19.14 - Evolução da Tensão Induzida quando as duas Linhas são Transpostas

4.3.2 Influência da Potência Transmitida

As simulações que se seguem a partir deste item consideram sempre as duas linhas de transmissão transpostas.

A Figura 19.15 apresenta três perfis de tensões induzidas. O perfil (1) considera a linha paralela simplesmente energizada, enquanto que o perfil (2) assume a linha paralela transmitindo da ordem de 1900 MW.

Observe-se a elevação do perfil (2) em torno do primeiro pico de ressonância. Muito embora a tensão possa não atingir valores elevados a ponto de causar danos a equipamentos, pode prolongar o tempo de extinção de um arco secundário a ponto de restringir a utilização de religamento tripolar na linha aberta.

Onde:

Y_1 - admitância de seqüência positiva da linha aberta

Y_0 - admitância de seqüência zero da linha aberta

Combinando as equações de 19.11 a 19.14, deduz-se facilmente que os graus de compensação de seqüência positiva, para os quais ocorrerão picos de ressonância no caso do circuito desenergizado ser transposto, são dados simplesmente pelas relações:

$$h_1 = (C_0/C_1) \times 100\% \qquad (19.15)$$

$$h_2 = 100\% \qquad (19.16)$$

Como já foi mencionado, a relação C_0/C_1 está normalmente entre 0,6 e 0,7 para linhas de transmissão, portanto é de se esperar que o primeiro pico ocorra entre 60% e 70% da compensação. O segundo pico ocorrerá em torno de 100% de compensação.

No caso da linha desenergizada ser transposta, os picos de ressonância determinados pelas equações 19.8 e 19.9 tendem a se aproximar. Teoricamente eles coincidiriam no caso hipotético da linha ser continuamente transposta. O que ocorre, no entanto, é que mesmo para uma linha transposta por trechos, em virtude da influência de resistências, embora pequenas, no reator somente um pico de ressonância efetivamente aparece.

Como nesta análise simplificada a linha está sendo representada apenas pelos parâmetros transversais, as hipóteses feitas para levar em conta a transposição correspondem a supor a linha idealmente transposta, daí o aparecimento de somente dois picos de ressonância neste caso.

4 Simulações Digitais

4.1 Generalidades

Neste item são apresentados resultados de simulações digitais considerando não só os parâmetros transversais mas também os longitudinais, tomando por base linhas de transmissão de 500 kV, cujas características estão apresentadas em apêndice no final do capítulo. Os principais objetivos relacionados com a apresentação destas simulações são:

- Aquilatar com que precisão se pode determinar a localização de picos de ressonância utilizando somente parâmetros transversais.
- Mostrar diversos tipos de fenômenos que podem ocorrer em linhas compensadas e que não podem ser detectados em uma análise simplificada utilizando somente parâmetros transversais, fenômenos estes que limitam a gama de compensação derivada que pode ser utilizada em linhas de transmissão paralelas ou que utilizem religamento monopolar, sem que se tomem medidas especiais.
- Mostrar a eficácia de resistores ou reatores colocados no neutro do reator de linha com o intuito de reduzir os valores de tensões induzidas ressonantes.

4.2 Abertura de Apenas uma Fase

Os casos simulados que se referem à abertura de apenas uma fase foram realizados considerando uma linha de transmissão de 500kV, transposta, com 170 km de comprimento. A configuração para cálculo de parâmetros está apresentada no Apêndice.

De acordo com a equação 19.2, deve ocorrer um pico de ressonância na fase aberta quando o percentual de compensação derivada for da ordem de (2 + k)/3. Para a linha em questão tem-se:

k = 0,71

100% de compensação - 188 MVAr

Portanto, deve aparecer um pico de ressonância em torno de 171 MVAr. A Figura 19.6 apresenta o perfil de tensão induzida na fase aberta em função do valor total de compensação derivada alocado na linha. Da análise da Figura 19.6, verifica-se que:

- O pico de ressonância ocorre para 173MVAr de compensação, bastante próximo, portanto, do valor calculado utilizando apenas parâmetros transversais.
- Entre 155 e 192 MVAr de compensação, a tensão induzida na fase aberta atinge valores acima do nominal, podendo causar danos a equipamentos.
- Entre 70 e 150 MVAr de compensação, a tensão induzida não chega a preocupar no que se refere a causar danos a equipamentos, mas pode prolongar o tempo de extinção de um arco secundário acima do tempo máximo ditado pelos estudos de estabilidade do sistema, ou mesmo não permitir a sua extinção.

Considerou-se, apenas a título de exemplo, 50 kV como um valor limite acima do qual é pouco provável a extinção de um arco residual. O valor em si deste limite é, no entanto, alvo de muitas discussões, não se tendo chegado ainda a um consenso geral sobre o assunto.

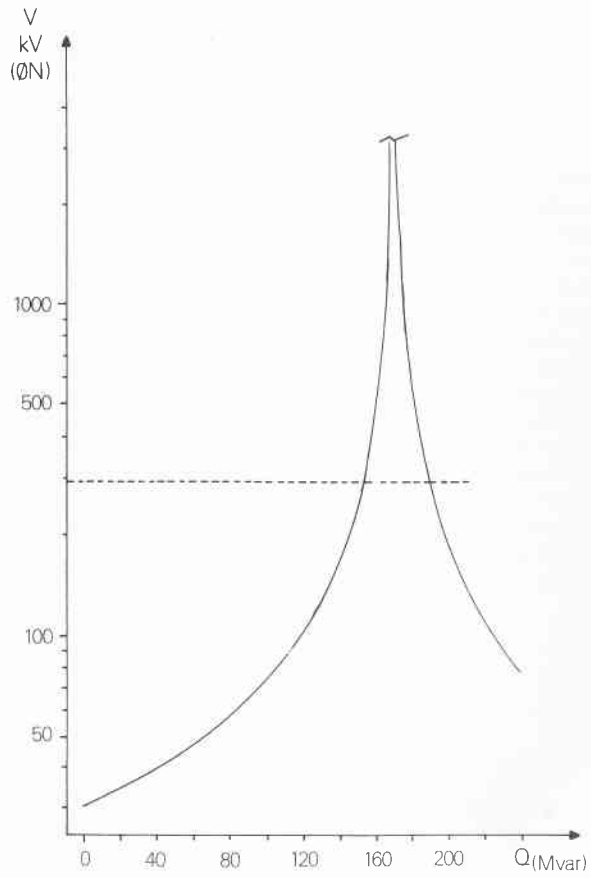


Figura 19.6 - Evolução da Tensão Induzida na Fase Aberta

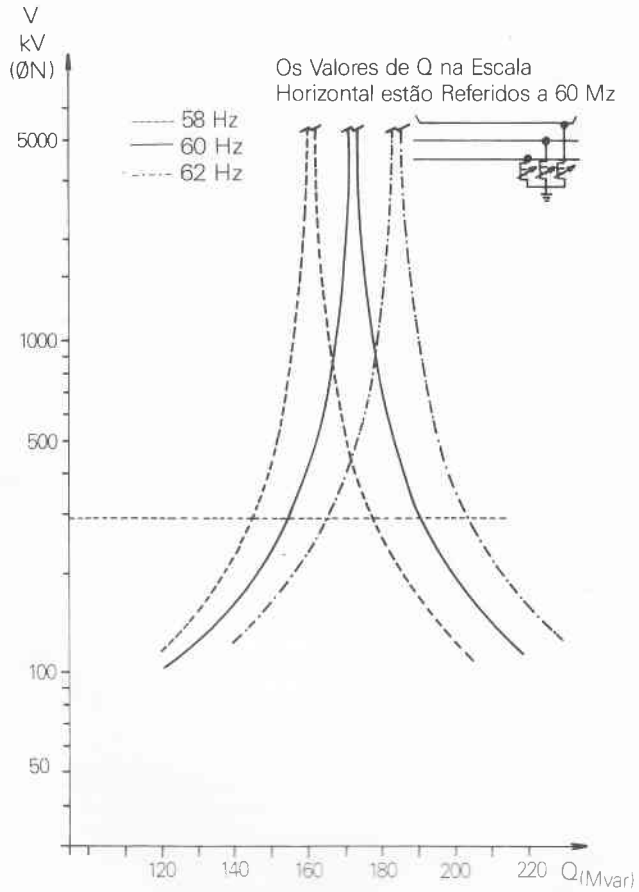


Figura 19.7 - Influência da Freqüência no Pico de Ressonância

4.2.1 Localização do Pico de Ressonância

Observe-se que o pico de ressonância determinado anteriormente considera um comprimento da linha de transmissão, uma determinada altura efetiva dos condutores acima do nível do solo e a freqüência do sistema constante e igual a 60 Hz. Existem, no entanto, imprecisões na determinação do comprimento da linha. A altura efetiva dos condutores acima do nível do solo é de difícil determinação, principalmente se a linha passa por terrenos montanhosos. A freqüência do sistema pode sofrer um desvio em relação ao valor nominal, pois o religamento monopolar é necessário justo na hora em que o sistema sofre uma perturbação.

É, portanto, conveniente salientar a importância de um estudo paramétrico quando se depara com este tipo de problema, pois uma pequena variação nas grandezas acima mencionadas pode fazer com que os valores de tensão induzida na fase aberta subam vertiginosamente, mormente se o nível de compensação utilizado está no entorno do pico de ressonância.

A título de exemplo, a Figura 19.7 apresenta três perfis de tensão induzida na fase aberta, considerando a freqüência do sistema em 58, 60 e 62 Hz respectivamente. Os valores de potência reativa na escala horizontal estão referidos a 60 Hz.

Observe-se que o pico de ressonância se desloca proporcionalmente ao quadrado da relação de freqüências.

4.2.2 Efetividade de Reatores e Resistores de Neutro

Como foi discutido no item 2, a introdução de um reator no neutro do reator de linha pode reduzir o valor da tensão induzida na fase aberta. As simulações que se seguem foram realizadas para verificar a efetividade da colocação tanto de reatores como de resistores de neutro.

A curva 1 da Figura 19.8 apresenta o perfil de tensão induzida na fase aberta em função da reatância de reatores alocados no neutro do reator de linha. Para esta simulação, considerou-se um reator de linha de 136 MVAr

e as outras duas fases simplesmente energizadas.

De acordo com a equação 19.3, um reator de 413 ohm neutralizaria a tensão na fase aberta neste caso. Observando a curva 1 da Figura 19.8, verifica-se que a tensão induzida é minimizada para reatores de neutro entre 410 e 420 ohm, coerente portanto com o valor anteriormente calculado.

A curva 2 da Figura 19.8 retrata basicamente a mesma situação da curva 1. Neste caso, no entanto, as fases sãs estão transmitindo o máximo de potência. Verifica-se uma elevação no perfil de tensão induzida e um mínimo não muito bem definido entre 500 e 600 ohm.

Durante o pico de carga do sistema, ocasião em que é fundamental a realização de um religamento monopolar com sucesso, muito provavelmente a linha estará carregada, surgindo daí a importância da curva 2. Através dela, é possível verificar se determinado reator de neutro consegue manter a tensão de restabelecimento dentro de valores que possam permitir a extinção de um arco secundário mesmo nestas condições.

As curvas 3 e 4 da Figura 19.8 se referem à utilização de resistores de neutro. A curva 3 considera as fases sãs sem transmitir potência e a curva 4 considera as fases energizadas transmitindo o máximo de potência permitido.

Das curvas 3 e 4 depreende-se a pouca efetividade de resistores de neutro para solucionar o problema de tensões induzidas ressonantes no caso da abertura de apenas uma fase.

A Figura 19.9 apresenta o perfil da tensão induzida em uma fase aberta quando ocorre um curto-circuito no meio de uma das outras fases energizadas em função dos valores em ohm de reatores de neutro (curva 1) ou resistores de neutro (curva 2). Esta simulação é uma verificação que deve ser feita, pois retrata uma situação que pode ocorrer principalmente devido ao problema de "queimadas", onde um curto fase terra pode se degenerar em um curto envolvendo mais de uma fase. É conveniente verificar se a tensão induzida na fase aberta não atinge valores proibitivos neste caso.

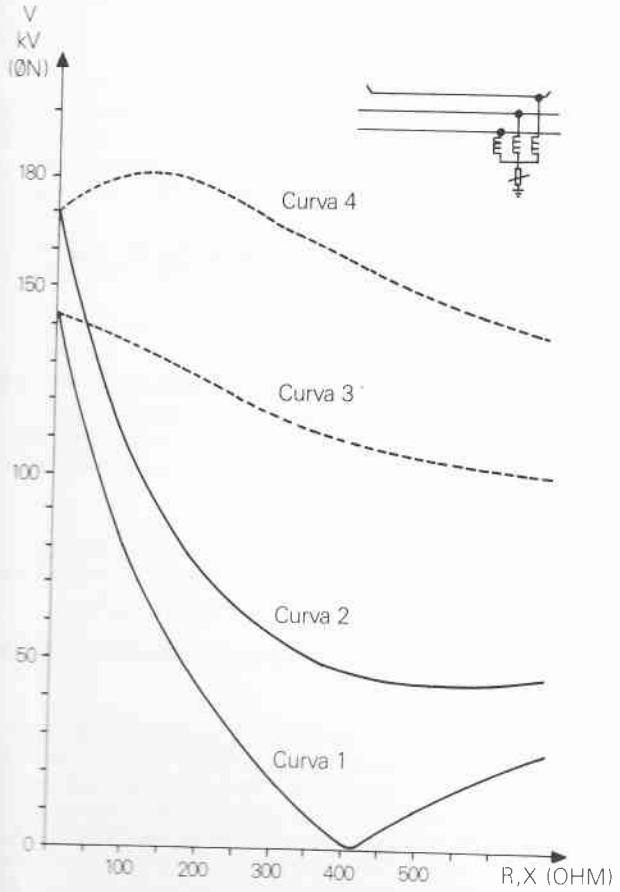


Figura 19.8 - Efetividade de Reatores e Resistores de Neutro

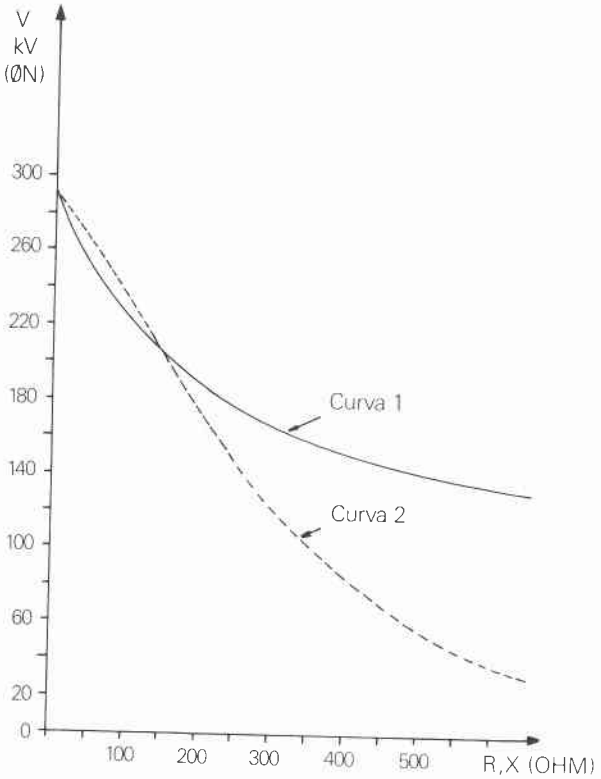


Figura 19.9 - Influência de Reatores e Resistores de Neutro Durante Curto-Circuito

A Figura 19.10 apresenta basicamente o mesmo tipo de simulação da Figura 19.8. Aqui, no entanto, o reator de linha utilizado é de 180 MVAr e está um pouco depois do pico de ressonância a 60 Hz. As curvas 1 e 2 se referem a simulações utilizando reatores de neutro e as curvas 3 e 4 dizem respeito à utilização de resistores de neutro.

Observe-se, que os perfis de tensão induzida referentes à utilização de resistores de neutro são sempre decrescentes. O mesmo não acontece com os referentes a reatores de neutro, onde aparece um pico de ressonância em torno de 55 ohm.

Este fenômeno pode ser explicado como segue: o reator de 180 MVAr está depois do pico de ressonância a 60 Hz.
A 61,21 Hz ele estaria exatamente no pico de ressonância. A introdução de um reator de neutro dessintoniza o circuito para a freqüência de 61,21 Hz, sintonizando-o em uma freqüência mais baixa. Com a utilização de um reator de neutro da ordem de 55 ohm, o circuito fica sintonizado em 60 Hz, daí aparecer um pico em torno deste valor nas curvas 1 e 2 da Figura 19.10.

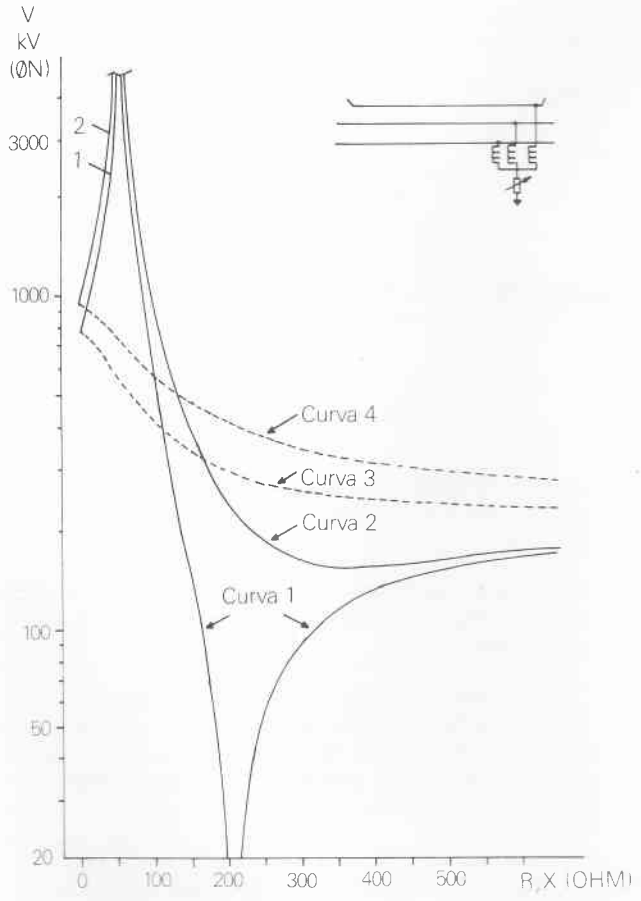


Figura 19.10 - Evolução da Tensão Induzida para Reator de Linha depois do Pico de Ressonância

De acordo com a equação 19.3, um reator de 202 ohm neutralizaria a tensão induzida na fase aberta neste caso. Observando a curva 1 da Figura 19.10, que foi traçada considerando as outras duas fases simplesmente energizadas, verifica-se que o mínimo ocorre para um reator de neutro de 200 ohms, bastante próximo, portanto, do valor calculado considerando somente parâmetros transversais.

Com as fases sãs transportando a potência máxima, (curva 2), a tensão induzida sobe sensivelmente na fase aberta. O mínimo de tensão passa a ser da ordem de 150 kV para reatores de neutro compreendidos entre 350 e 400 ohm. Com este valor de tensão induzida, muito provavelmente não haveria a extinção de um arco secundário.

As curvas 3 e 4 da Figura 19.10 se referem à utilização de resistores de neutro. A curva 3 apresenta a variação da tensão induzida na fase aberta com as fases sãs apenas energizadas. A curva 4 se refere à mesma situação da curva 3 em que as fases sãs estão transmitindo o máximo de potência.

4.3 Simulações Referentes a Duas Linhas em Paralelo

Os casos simulados referentes a duas linhas em paralelo foram realizados considerando duas linhas de transmissão de 500 kV com 170 km de comprimento e correndo paralelas durante todo o percurso.

Inicialmente, foram realizadas diversas simulações levando em conta diferentes arranjos de transposição dos dois circuitos. Em seguida, procurou-se analisar com mais detalhes o caso em que as duas linhas são transpostas, por ser o de maior ocorrência no Brasil até o momento para linhas de extra alta tensão com comprimento acima de 100 km.

Os perfis de tensão, a seguir apresentados, referem-se sempre a tensões induzidas em uma das linhas quando aberta em ambos os extremos, pela outra linha paralela, em função do total de compensação derivada alocada na linha que está aberta. Os valores de tensão induzida estão em kV fase neutro.

4.3.1 Influência do Arranjo de Transposição

Considerando que a linha aberta não é transposta, pode-se calcular através das equações 19.8, 19.9 e 19.10 os valores de compensação para os quais ocorre ressonância. Para a linha em questão tem-se:

1º pico de ressonância em torno de 133 MVAr

2º pico de ressonância em torno de 178 MVAr

3º pico de ressonância em torno de 199 MVAr

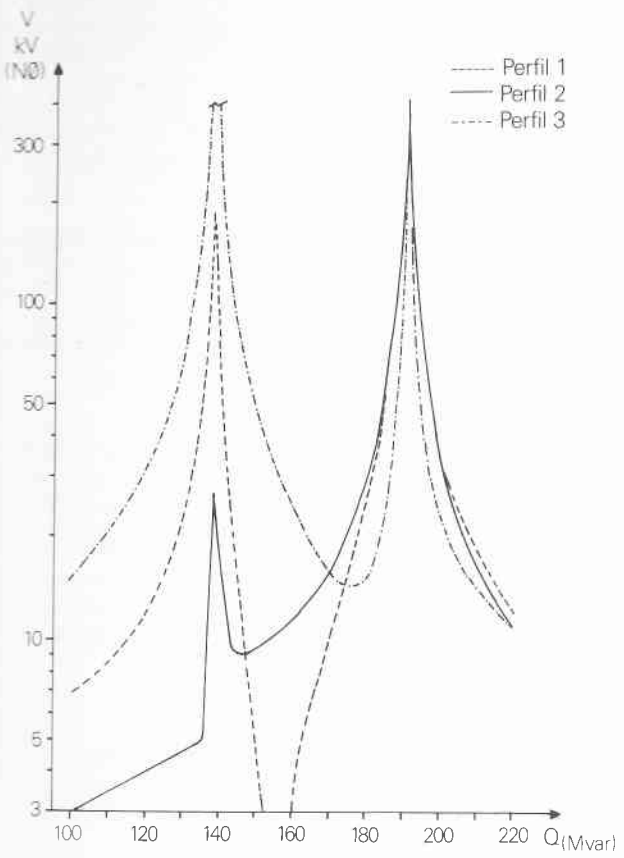


Figura 19.15 - Influência da Potência Transmitida

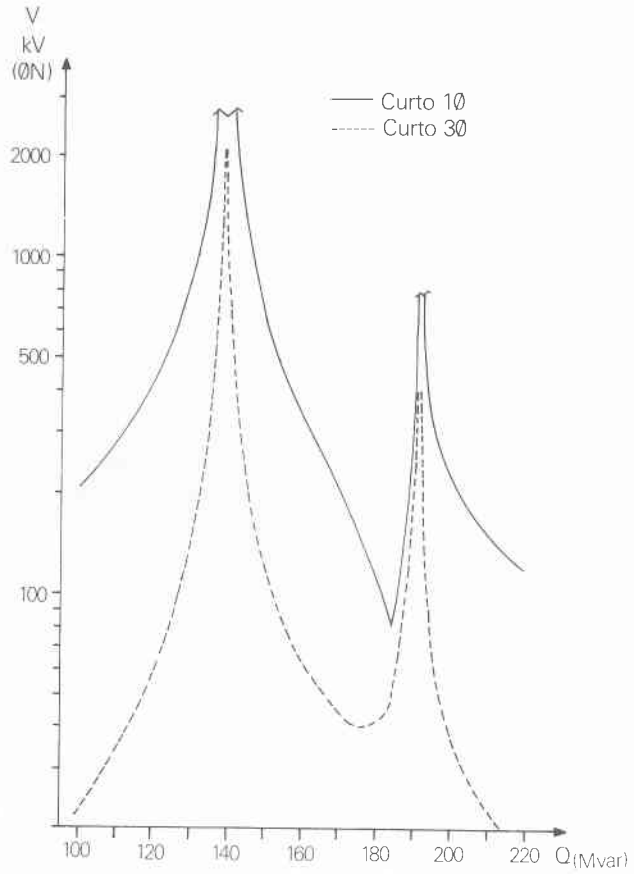


Figura 19.16 - Evolução da Tensão Induzida quando da Ocorrência de Curto-Circuito

4.3.3 Curto-Circuito na Linha Energizada

Foram simulados diversos tipos de curto-circuito e em diversas localizações da linha energizada. O curto-circuito trifásico foi o que levou a perfis menos severos de tensões induzidas. O curto monofásico no meio da linha energizada foi o que conduziu aos perfis mais severos de tensões induzidas.

A Figura 19.16 apresenta, para efeito de comparação, perfis de tensão induzida para uma das fases da linha aberta, quando da ocorrência de um curto monofásico e trifásico no meio da linha energizada.

Depreende-se da Figura 19.16 que um curto-circuito monofásico na linha energizada impõe severas solicitações aos equipamentos conectados à linha que está aberta para uma vasta gama de compensação derivada. O evento, curto-circuito em uma das linhas, com a outra aberta em ambos os extremos, pode ser visualizado das seguintes maneiras:

- Desligamento de uma das linhas devido à descarga atmosférica e logo a seguir curto-circuito na linha paralela.
- Uma das linhas abertas para manutenção ou por uma contingência operativa e curto-circuito na linha energizada.
- "Queimadas" ao longo da faixa de passagem podem criar condições para ocorrência de curtos simultâneos ou quase simultâneos nas duas linhas paralelas, se constituindo em um evento de maior probabilidade que os anteriormente citados.

Embora baixa a probabilidade de ocorrência de um curto-circuito em uma das linhas paralelas, estando a outra aberta em ambos os extremos, ela existe e pode causar danos permanentes aos equipamentos ligados na linha aberta se o nível de compensação utilizado estiver próximo aos picos de ressonância.

4.3.4 Localização dos Picos de Ressonância

Até o momento, todas as simulações realizadas consideram um determinado comprimento das linhas de transmissão, uma determinada altura efetiva de condutores acima do nível do solo e a freqüência do sistema fixa, igual a 60 Hz.

Existem, no entanto, imprecisões na determinação do comprimento de uma linha de transmissão. A altura efetiva dos condutores é de difícil determinação principalmente em terrenos montanhosos e pode ser influenciada até pela vegetação ao longo da faixa de passagem. A freqüência, por sua vez, pode sofrer desvios em relação ao valor nominal face a distúrbios no sistema.

A exemplo do que foi dito para linhas que utilizam religamento monopolar, o objetivo deste item é enfatizar a necessidade de um estudo paramétrico quando se depara com este tipo de fenômeno, principalmente estando o nível de compensação que se pretende utilizar relativamente próximo dos picos de ressonância.

A Figura 19.17 apresenta a localização dos picos de ressonância em função do comprimento das linhas e da altura efetiva dos condutores acima do nível do solo. A linha tracejada considera os condutores com uma altura efetiva cinco metros mais baixa em relação à linha cheia.

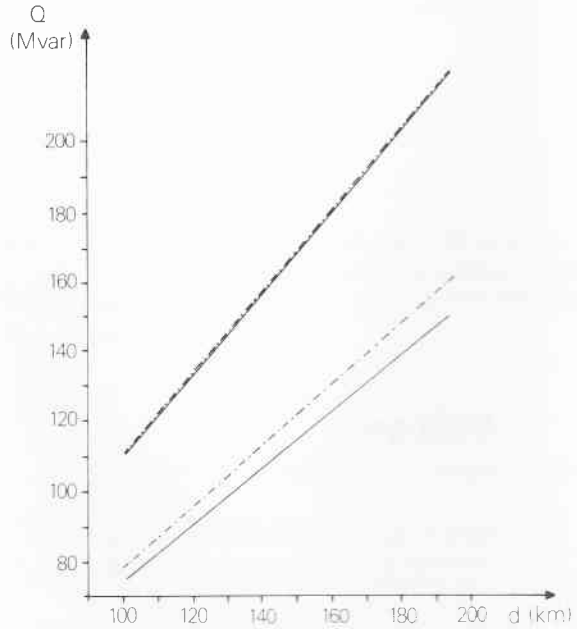


Figura 19.17 - Localização dos Picos de Ressonância

Observe-se que o primeiro pico de ressonância, uma vez que é função da capacitância de seqüência zero da linha, sofre uma influência muito maior com a variação da altura efetiva dos condutores acima do nível do solo do que o segundo pico, que é função basicamente da capacitância de seqüência positiva.

4.3.5 Efetividade de Reatores e Resistores de Neutro

Como já foi mostrado anteriormente, a utilização de níveis de compensação próximos aos picos de ressonância em linhas paralelas pode levar a problemas, desde a restrição quanto à utilização de religamento na linha compensada, até a possibilidade de danificar equipamentos ligados à mesma, quando aberta em ambos os extremos.

O presente item se propõe verificar a efetividade de reatores e resistores de neutro, para solucionar o problema de tensões induzidas ressonantes em linhas paralelas.

Considerando basicamente o caso em que as duas linhas de transmissão são transpostas, foram realizadas diversas simulações, tanto em condições normais como de curto-circuito, levando em conta a utilização de reatores e resistores de neutro.

A partir da análise destas simulações, verificou-se que:

- Tanto resistores como reatores de neutro são efetivos para reduzir os valores de tensões induzidas em torno do primeiro pico de ressonância, quer em condições de carga ou de curto-circuito da linha paralela energizada.
- Tanto resistores como reatores de neutro não são eficazes para reduzir os valores de tensões induzidas em torno do segundo pico de ressonância uma vez que ele é função basicamente de parâmetros de seqüência positiva.
- O resistor, em última análise, reduz os valores de tensão induzida sem alterar a freqüência de ressonância do circuito.
- O reator de neutro faz com que se altere a freqüência de ressonância homopolar do circuito, requerendo maiores cuidados na sua aplicação.

A Figura 19.18 apresenta a tensão induzida na linha aberta em função de reatores (linha cheia) ou resistores de neutro (linha tracejada), considerando um reator de linha de 136 MVAr, antes portanto do primeiro pico de ressonância que ocorre neste caso em 139 MVAr a 60 Hz. Para esta simulação, considerou-se um curto fase terra no meio da linha energizada.

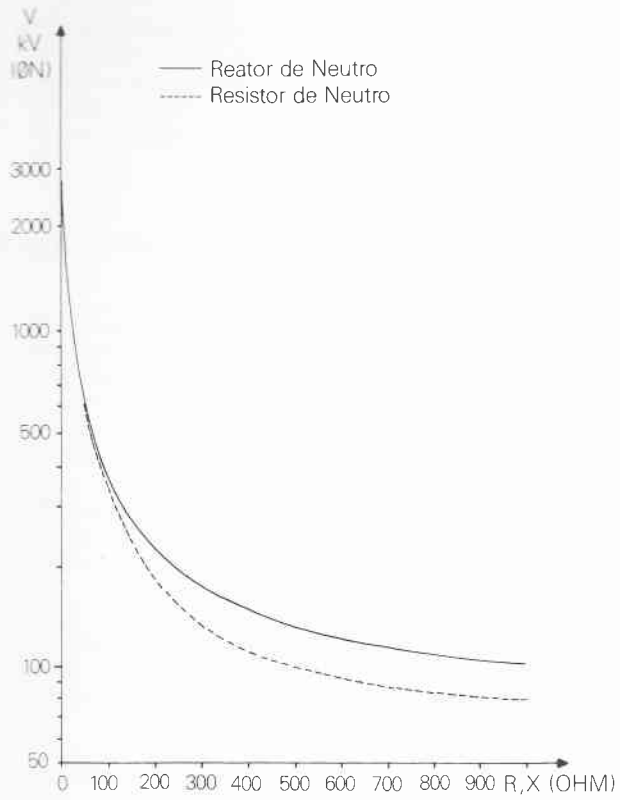


Figura 19.18 - Efetividade de Reatores e Resistores de Neutro - Linhas Paralelas

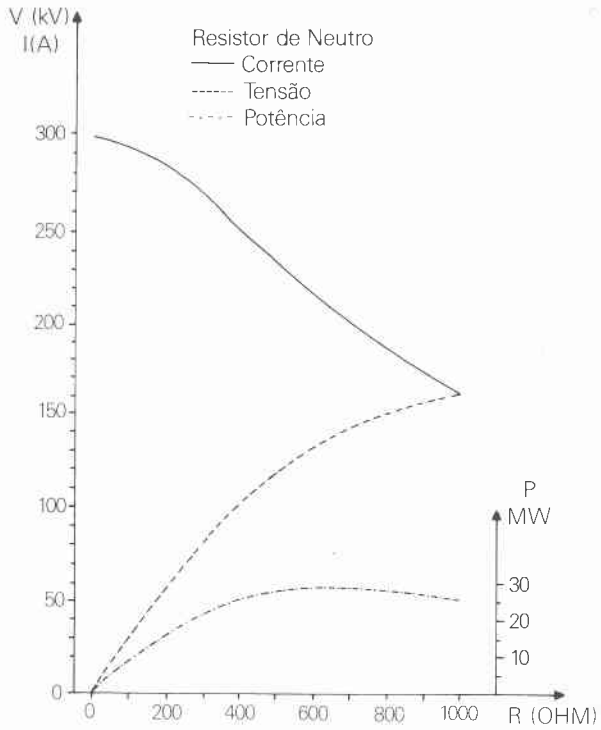


Figura 19.19 - Solicitações Impostas a Resistência de Neutro

4.3.6 Solicitações Impostas a Resistores e Reatores de Neutro

Quando se decide pela utilização de reator ou resistor de neutro, é necessário verificar quais são as piores solicitações a que eles possam vir a ficar submetidos, não só por serem necessárias a sua especificação propriamente dita, mas também porque serão impostas ao neutro do reator de linha.

Solicitações devidas a surtos de manobra e impulsos atmosféricos, estão fora do escopo deste trabalho e não serão aqui analisadas. O objetivo deste item é mostrar uma situação que pode impor severas sobretensões sustentadas a um reator ou resistor de neutro e, conseqüentemente, ao neutro do reator de linha.

Um curto-circuito fase terra próximo ao reator e alimentado radialmente conduz a severas sobretensões sustentadas na impedância de neutro. Função do equivalente de seqüência zero, as solicitações impostas à impedância de neutro podem variar com relativa sensibilidade.

A Figura 19.19 apresenta, para esta condição, a corrente, tensão e potência a que serão submetidos resistores colocados no neutro de um reator de linha de 136 MVAr.

5 Bibliografia

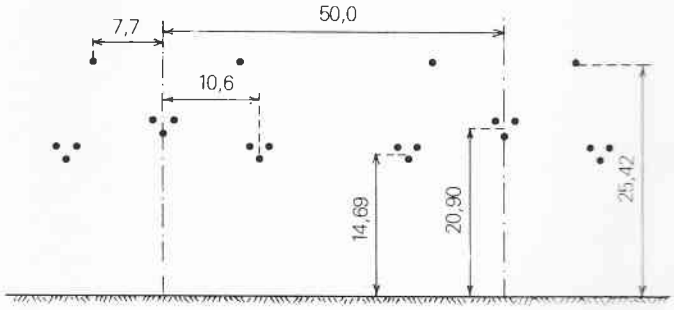
[1] L. E. Nora Dias. Ressonância por Indução em Linhas Compensadas por Reatores em Derivação. Tese de Mestrado COPPE/UFRJ - 1977.

[2] Forest, J. J. La et alii. Resonant Voltages on Reactor Compensated Extra-High-Voltage Lines. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, New York, 91 (6): 2528-2536, November/December 1972.

APÊNDICE

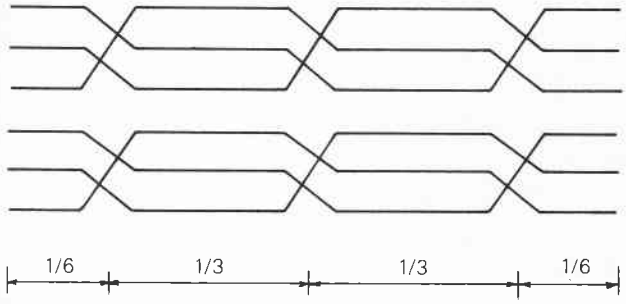
Dados Utilizados nas Simulações Digitais

Dados relativos às linhas de transmissão de 500 kV utilizadas na simulações.



Dimensões em Metro

O arranjo básico de transposição utilizado nas simulações está apresentado na figura abaixo:



Características do cabo

Cabo 954 MCM 45/7 RAIAL

R = 0,0708 Ω/km (60°C)
X = 0,2454 Ω/km
D = 2,9591 cm

Cabos pára-raios

Aço galvanizado 3/8" EHS 7 fios

R = 4,9989 Ω/km
X = 0,3409 Ω/km
D = 0,9144 cm

Espaçamento dos condutores no "Bundle" 45,72 cm.

Cabos pára-raios seccionados.

Resistividade do solo = 1000 ohm-m

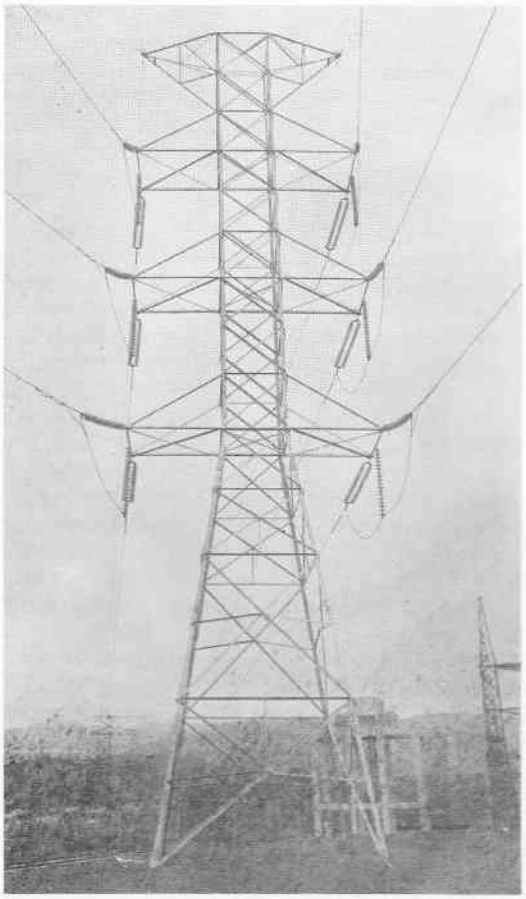
No desenho, estão indicadas as alturas médias dos condutores acima do nível do solo.

Em todas as simulações realizadas, considerou-se o fator de qualidade dos reatores ital a 400.

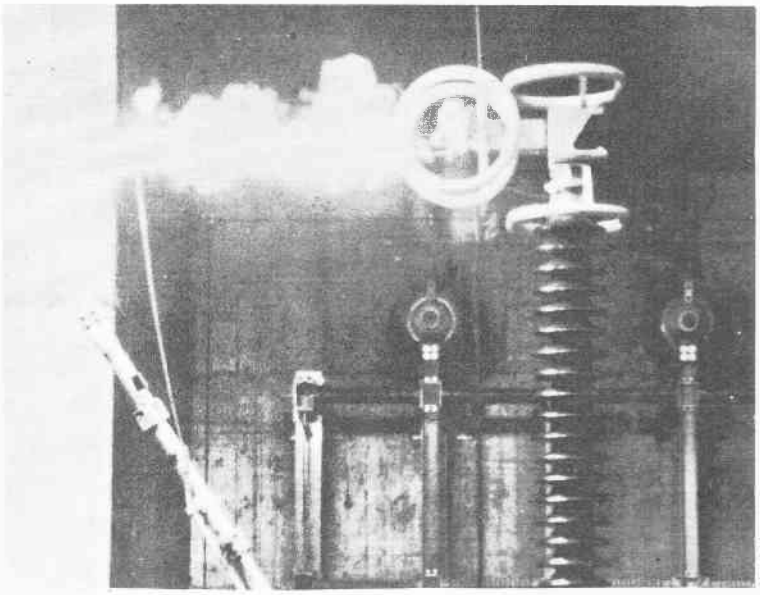
Capítulo 20

Tensões e Correntes Induzidas em Circuitos Paralelos de Linhas de Transmissão e seus Efeitos nas Lâminas de Aterramento dos Secionadores.

Jorge Amon Filho



Circuitos Paralelos de Linha de Transmissão



(IAEA)

Ensaio de Interrupção de Corrente por Lâmina de Aterramento de Secionador, Dotada de Haste Flexível para Extinção Rápida do Arco

1 Introdução

Em circuitos paralelos de linhas de transmissão que compartilham a mesma faixa de servidão, estando um deles sob carga e o outro desenergizado e aterrado, devido aos acoplamentos indutivos e capacitivos entre os mesmos, as tensões e correntes induzidas no circuito desenergizado podem atingir valores elevados, de tal forma que as lâminas de aterramento dos secionadores deste circuito, quando em manobra de abertura, fiquem submetidas a severas solicitações, tanto de corrente a ser interrompida como de tensão de restabelecimento transitória. O fenômeno ainda se agrava caso os circuitos sejam suportados por torres de circuito duplo.

2 Generalidades

Na manobra de abertura da lâmina de aterramento, a corrente interrompida é a corrente induzida no circuito correspondente. Após o amortecimento dos transitórios (que surgem antes e depois da extinção do arco que se forma), a tensão que se estabelece através dos contatos dessa lâmina é a tensão induzida.

Partindo da situação em que as lâminas de aterramento se encontram fechadas em ambos os terminais do circuito, a primeira lâmina a abrir interromperá um valor elevado de corrente, ao passo que a tensão que se estabelecerá através de seus contatos será pequena, pois o outro terminal do circuito ainda estará aterrado e, portanto, com tensão nula.

Em seguida, quando a lâmina do outro terminal abrir, a corrente a ser interrompida será pequena, pelo fato de um terminal já estar aberto, mas ainda existir caminho para a corrente devido às capacitâncias do circuito para terra. Entretanto, a tensão a se estabelecer através dos contatos da lâmina será elevada, pois o circuito já não estará mais aterrado em nenhum ponto.

A lâmina de aterramento, portanto, deve suportar as solicitações de tensão e corrente para as duas condições acima descritas, isto é, abertura indutiva, para a primeira lâmina a abrir e abertura capacitiva, para a segunda lâmina a abrir.

Durante a fase de planejamento devem ser analisadas soluções que visem minorar os efeitos das tensões e correntes induzidas nas lâminas de aterramento dos secionadores. A seguir são sugeridos dois tipos de solução.

2.1 Redução dos Níveis das Tensões e Correntes Induzidas

A redução dos níveis das tensões e correntes induzidas pode ser conseguida através da transposição dos circuitos da linha de transmissão e da disposição adequada das fases dos circuitos.

2.2 Utilização de Dispositivos para Extinção do Arco

A instalação de acessórios nas lâminas de aterramento, tais como hastes com molas e dispositivos que proporcionem jatos de ar comprimido, é uma solução conhecida para facilitar a extinção do arco que se origina devido à interrupção da corrente, reduzindo, com isso, os efeitos danosos desse arco nos contatos da lâmina de aterramento.

3 Análise Matemática

A análise a seguir, realizada para um circuito monofásico, apesar de ser simplificada, dá uma idéia de como o fenômeno se processa.

Na Figura 20.1 está esquematizada uma linha de transmissão de circuito duplo, onde o circuito I está sob carga e o circuito II, desenergizado e aterrado em ambos os terminais.

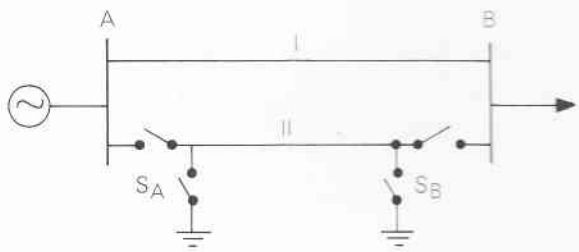


Figura 20.1

A seguir serão analisadas as manobras de abertura das lâminas de aterramento.

3.1 Abertura do Primeiro Terminal (Ponto A)

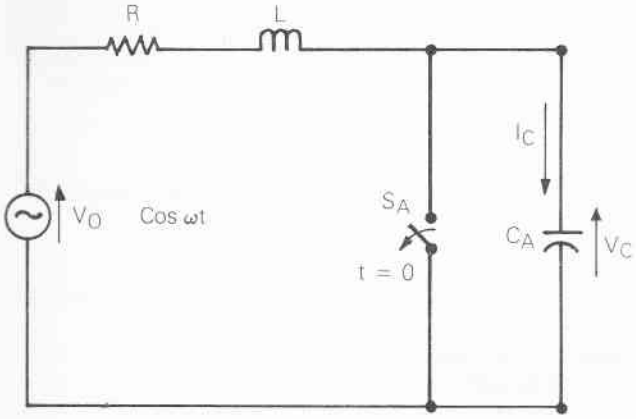


Figura 20.2

O circuito II, aterrado em ambos os terminais, pode ser representado pelo circuito equivalente da Figura 20.2, onde

S_A = lâmina de aterramento do terminal A

R = resistência total do circuito

L = indutância total do circuito

C_A = metade da capacitância do circuito concentrada no ponto A

$V_0 \cos \omega t$ = fonte de tensão equivalente que produzirá uma corrente igual à corrente induzida no circuito desenergizado

A corrente a ser interrompida é a que se estabelece no circuito antes da abertura de S_A.

Após a abertura da lâmina de aterramento S_A, a tensão que aparecerá entre seus contatos será igual à tensão desenvolvida no capacitor C_A.

A equação para a determinação dessa tensão é a seguinte:

$$\frac{d^2 V_C}{dt^2} + \frac{R}{L}\frac{d V_C}{dt} + \frac{1}{LC} V_C = \frac{1}{LC} V_0 \cos \omega t$$

Admitindo-se que S_A abra em t = 0 e considerando-se desprezível a resistência R do circuito, lembrando ainda que antes da abertura de S_A a tensão no capacitor C_A é nula, a solução da equação é a seguinte:

$$V_C(t) = V_0 (\cos \omega t - \cos \omega_0 t)$$

Onde $\omega_0 = 1/\sqrt{LC}$ é a freqüência natural de oscilação do circuito.

Na Figura 20.3 está mostrado o gráfico de $V_C(t) \times t$.

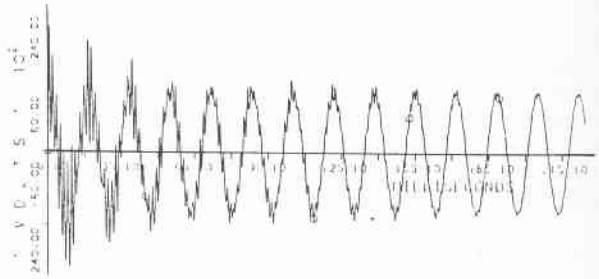


Figura 20.3

3.2 Abertura do Segundo Terminal (Ponto B)

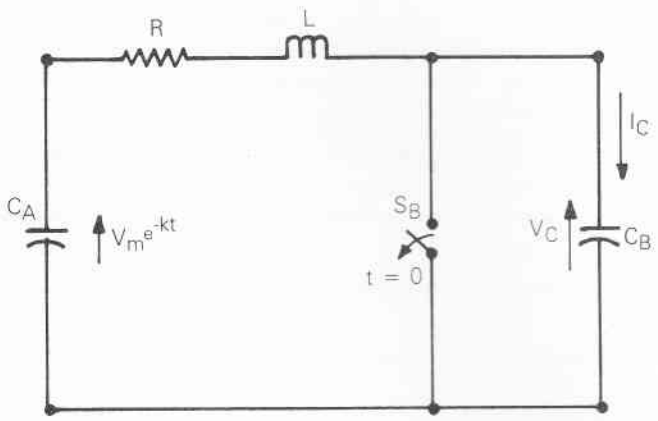


Figura 20.4

O circuito II, agora desaterrado no terminal A, pode ser apresentado pelo circuito equivalente da Figura 20.4, onde

S_B = lâmina de aterramento do terminal B

R = resistência total do circuito

L = indutância total do circuito

C_B = metade da capacitância do circuito, concentrada no ponto B.

$V_m e^{-kt}$ = fonte de tensão equivalente correspondente ao capacitor C_A que irá se descarregar lentamente (k é muito pequeno).

A corrente a ser interrompida é a que se estabelece no circuito antes da abertura de S_B, isto é, a corrente de descarga do capacitor C_A.

Após a abertura da lâmina de aterramento S_B, a tensão que aparecerá entre seus contatos será igual à tensão desenvolvida no capacitor C_B.

A equação para a determinação dessa tensão é idêntica à do caso anterior, diferindo apenas na excitação, conforme segue:

$$\frac{d V_C}{dt^2} + \frac{R}{L}\frac{dV_C}{dt} + \frac{1}{LC} V_C = \frac{1}{LC} V_m e^{-kt}$$

Admitindo-se que S_B abra em t = 0 e considerando-se desprezíveis R e k, lembrando ainda que antes da abertura de S_B a tensão no capacitor C_B é nula, a solução da equação é a seguinte:

$$V_c(t) = V_m (1 - \cos W_o t)$$

Na Figura 20.5 está mostrado o gráfico de $V_c(t)$ x t.

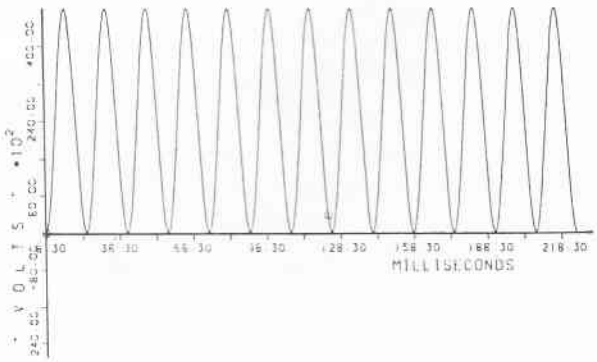


Figura 20.5

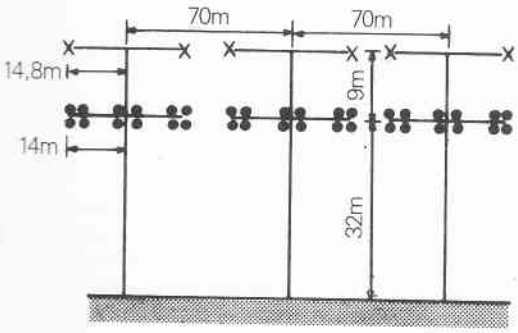
4 Exemplos

Na Tabela I estão mostrados exemplos de valores de tensões e correntes induzidas, calculados para circuitos reais de linhas de transmissão. As configurações das torres das LT's de 500 kV e de 345 kV aparecem nas Figuras 20.6 e 20,7, respectivamente.

TABELA I

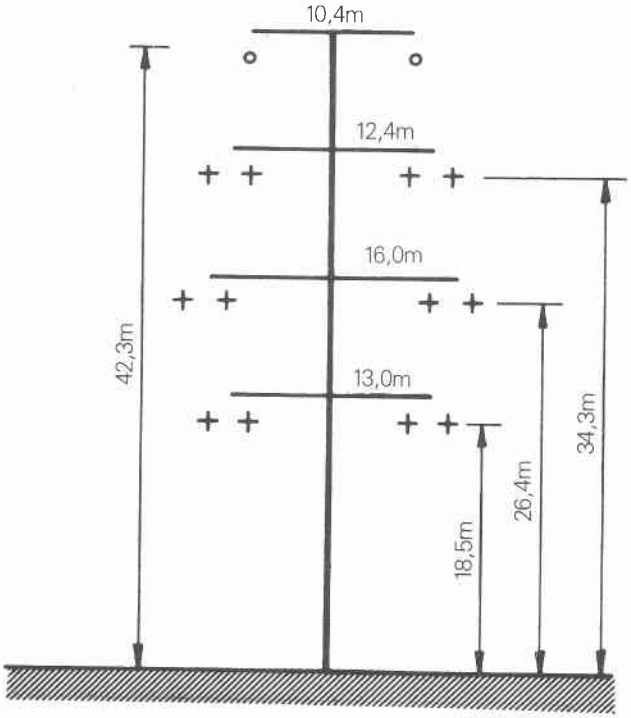
Tensão Nominal da LT (kV, eficaz)	Corrente de Carga do Circuito Energizado (A, eficaz)	Abertura do 1º Terminal		Abertura do 2º Terminal	
		Corrente (A, eficaz)	Tensão (kV, eficaz)	Corrente (A, eficaz)	Tensão (kV, eficaz)
500	3150	71	0,3	0,2	10
345	3150	264	9,0	8,0	40
345*	3150	157	5,0	3,3	18

* LT com transposição



– Condutor: 4 x 954 MCM (Rail)
– Comprimento da linha: 7 km
– Linha sem transposição

Figura 20.6



– Condutor: 2 x 954 MCM (Rail)
– Comprimento da linha: (25 km)
– Linha sem transposição

Figura 20.7

5 Especificação dos secionadores

As lâminas de aterramento dos secionadores das saídas de linha de uma subestação devem ser especificadas com ambos os requisitos de corrente a ser interrompida e tensão de restabelecimento para as duas condições já descritas, isto é, primeira lâmina a abrir e segunda lâmina a abrir, de modo a estarem aptas a realizar qualquer uma das duas manobras de abertura.

6 Bibliografia

[1] "Correntes Induzidas em Circuitos Paralelos de Linhas de Transmissão e seus Efeitos nas Chaves de Aterramento" - Jorge Amon Filho - Seminário Internacional da CIER, Montevidéu, 1980.

[2] "Interrupting Ability of Horn-Gap Switches" - Andrews F.E., Jones L.R., Anderson M.A. - Trans. AIEE, Vol. 69, 1950

[3] "Ressonância por Indução em Linhas Compensadas por Reatores em Derivação" - L. E. Nora Dias - Tese de Mestrado COPPE/UFRJ - 1977.

[4] "Interruption of Induced Currents by Grounding Switches at the HVAC Lines.of the Itaipu HVDC Transmission System Converter Stations" - Frontin S.O. Kastrup Fº, O. - Marcuzzi, E. - Faingelernt, A. - CIGRÉ 1984

APÊNDICE

Cálculo do valor eficaz da tensão

$$V_c(t) = V_m (1 - \cos \omega_0 t):$$

$$V_{cef} = \left[\frac{1}{\pi} \int_0^{\pi} V_m^2 (1 - \cos \omega_0 t)^2 \, dt \right]^{1/2}$$

$$V_{cef} = \left[\frac{V_m^2}{\pi} \int_0^{\pi} (2 \operatorname{sen}^2 \frac{\omega_0 t}{2})^2 \, dt \right]^{1/2}$$

$$V_{cef} = \left[\frac{4 V_m^2}{\pi} \left(\frac{3}{8} t - \frac{1}{2\omega_0} \operatorname{sen} \omega_0 t + \frac{1}{16 \omega_0} \operatorname{sen} 2 \omega_0 t \right) \Big|_0^{\pi} \right]^{1/2}$$

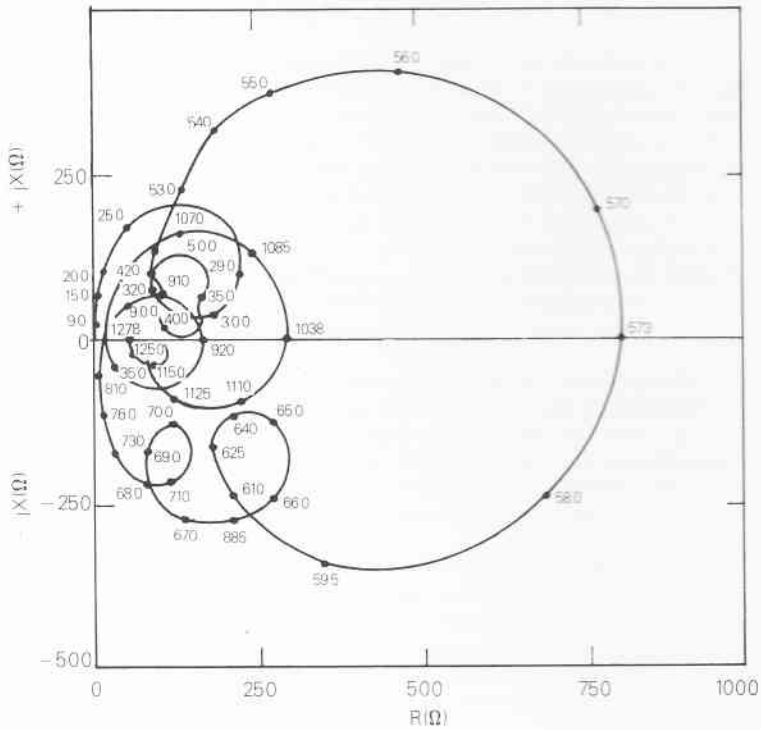
$$V_{cef} = \sqrt{\frac{3}{2}} V_m$$

Capítulo 21

Aplicação de Estudos de Z(ω) em Sistemas de Potência

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Cláudio dos Santos Fonseca

Variação da Impedância de uma Rede em Função da Freqüência



1 Introdução

O conhecimento confiável da impedância harmônica Z (ω) tem uma utilidade muito grande especialmente em estudos de interferência, desempenho de filtros, equivalentes etc.

As redes de corrente alternada de alta tensão são projetadas para operar na freqüência fundamental, mas geralmente são geradas correntes e tensões harmônicas quando da ocorrência de distúrbios no sistema. Sua propagação e efeito são fortemente dependentes da natureza da rede para estas freqüências harmônicas. Assim, esta informação é dada pela impedância harmônica (Z (ω)) da rede, a qual é a relação entre cada componente de tensão harmônica e a correspondente corrente harmônica no ponto da fonte de harmônico.

Embora o valor exato da impedância harmônica não seja usualmente conhecido, pode-se, através de modelos, obter suas características gerais. Na freqüência fundamental, a impedância harmônica vista de uma barra é igual à impedância de curto-circuito. Aumentando-se a freqüência, as várias capacitâncias dos componentes da rede vão se tornando mais pronunciadas, conseqüentemente criando uma complicada associação de ressonâncias série e paralela.

Sob o ponto de vista de filtros, as ressonâncias séries são de especial interesse, principalmente se ocorrem ressonâncias nas vizinhanças de algum harmônico característico. Neste caso, sendo a impedância da rede baixa, a filtragem de harmônicos pode ser fraca, embora as tensões harmônicas permaneçam pequenas.

Nas ressonâncias paralelas, a impedância da rede é alta, logo a injeção de uma corrente harmônica resulta em tensões harmônicas elevadas, conseqüentemente em problemas de interferência e distorções consideráveis nas tensões. Um outro aspecto é que as ressonâncias paralelas podem ocorrer em pontos distantes da fonte do harmônico, tornando com isso a situação ainda mais problemática.

No levantamento do Z (ω), um dos principais problemas envolvidos é a definicão da extencão da rede a ser representada, seja em TNAs ou em programas digitais. Normalmente, em cálculos práticos, procura-se representar o sistema e seus componentes com bastante detalhe nas imediações da fonte harmônica, enquanto que o restante da rede é representado por circuitos equivalentes a uma determinada freqüência, o qual sempre inclui uma boa dose de incerteza.

Um outro procedimento largamente utilizado é representar o sistema até algumas barras (5 ou 6 talvez) do ponto de injeção do harmônico e levantar a impedância do sistema vista desta barra, com as barras terminais em circuito aberto e curto-circuitadas. Se os resultados para estes dois casos sucessivos forem praticamente os mesmos, pode-se concluir que o sistema está representado como suficiente detalhe. Por outro lado, se os resultados forem diferentes, o sistema a ser representado com detalhe deve ser aumentado, incluindo-se mais ramos e elementos "shunt" e novamente realizar-se o teste de circuito aberto e curto-circuito nas barras terminais.

2 Cálculo da Impedância Harmônica do Sistema

A determinação da impedância harmônica requer o conhecimento da resposta dos diversos componentes do sistema elétrico (geradores, transformadores, linhas e cargas) para a faixa de freqüências de interesse. O método de cálculo consiste basicamente em determinar-se, para cada harmônico, o equivalente de Thevenin da rede CA vista do ponto de interesse. Tal equivalente requer a determinação da impedância de Thevenin e uma fonte de tensão para o sistema na freqüência harmônica desejada.

2.1 Método de Cálculo

Partindo da configuração de um sistema representado por sua rede de seqüência positiva e zero, é possível obter as funções Z_1 (ω) e Z_0 (ω) equivalentes.

Assim, para se obter a impedância equivalente do sistema visto de determinada barra, é necessário formar a matriz de admitâncias (Ybus) e por inversão ou eliminação ordenada obter-se a matriz de impedância Zbus, a partir da qual, através de uma seleção conveniente, determinar-se a impedância vista da barra desejada. Por tratar-se de um equivalente de sistema em função da freqüência, é necessário calcular a matriz Ybus para cada freqüência pré-selecionada. Desta forma, cada elemento do sistema deverá ser representado de maneira precisa com parâmetros concentrados ou distribuídos.

Para permitir o máximo de precisão, as linhas de transmissão devem ser representadas por parâmetros distribuídos, pois elas são as que mais irão influir na precisão dos resultados. Elas poderiam ser representadas por seções pi (π) mas as precisões no espectro de freqüência estariam seriamente ameaçadas.

Os demais equipamentos, tais como reatores em derivação, transformadores, geradores, capacitores série etc., são representados por impedâncias ou circuitos, equivalentes apropriados cujos valores são ajustados para cada freqüência, levando em consideração a variação da resistência e da indutância quando ela existir.

2.2 Representação dos Elementos da Rede para o Cálculo do Z (ω)

Linhas de Transmissão

Para uma determinada freqüência tem-se a relação entre tensão e corrente em um ponto ao longo da linha.

$$\frac{dV_x}{d_x} = ZI_x \qquad (21.1)$$

$$\frac{dI_x}{d_x} = YV_x \qquad (21.2)$$

Onde:

V_x e I_x são as tensões fase-neutro e a corrente no condutor no ponto x respectivamente. Z e Y são a impedância longitudinal e a admitância transversal respectivamente por unidade de comprimento.

As equações acima têm a seguinte solução:

$$\begin{bmatrix} V_x \\ I_x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos h\,\lambda\, x & Z_0 \text{sen}\, h\,\lambda\, x \\ (\text{senh}\lambda x)/Z_0 & \cos h\,\lambda\, x \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ I_0 \end{bmatrix} \qquad (21.3)$$

que é a conhecida equação da linha de transmissão onde

$$\lambda = \sqrt{ZY} \quad \text{e} \quad Z_0 = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$$

Portanto, para uma linha de comprimento "l" tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_l \\ I_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & K \\ L & M \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ I_0 \end{bmatrix} \qquad (21.4)$$

Onde:

$H = \cosh \lambda l$
$K = Z_0 \text{senh}\, \lambda l$
$L = \text{senh}\, \lambda l / Z_0$
$M = \cosh \lambda l$

Os parâmetros H, K, L e M são calculados para cada freqüência de interesse, levando em consideração o efeito da terra (correção de Carson), efeito pelicular, eliminação dos "bundles" e a eliminação dos cabos pára-raios.

Cargas

A representação das cargas é geralmente de difícil obtenção, pelo fato de que raramente se conhece seu comportamento para freqüências diferentes da fundamental, além do mais, estabelecer percentuais que caracterizam a carga, por exemplo, para motores e iluminação não tem sido algo muito confiável. Assim, sugere-se que a carga, quando for necessária sua representação, seja representada através dos seus circuitos de subtransmissão e distribuição, de modo que os parametros envolvidos na modelagem dessas linhas venham de certa forma minimizar o erro envolvido na representação da carga propriamente dita, porque, na representação dos circuitos alimentadores, as capacitâncias das redes de distribuição primária (capacitores de redes ou subestações e cabos subterrâneos) praticamente curto-circuitam as cargas originais após o quinto harmônico, conseqüentemente a partir daí a impedância equivalente da carga fica sendo aquela correspondente às linhas e transformadores alimentadores.

Contudo, sugere-se que a representação da carga no nível de distribuição secundária seja feita com uma impedância Z_r caracterizando uma parcela basicamente resistiva e uma impedância Z_m em paralelo representando os motores, sendo:

— Carga basicamente resistiva:

$$Z_r(\omega) = R_{rh} \cdot \sqrt{h} + j\, X_{rh} \qquad (21.5)$$

Onde:

R_{rh} = resistência de carga à freqüência fundamental

X_{rh} = reatância de carga à freqüência fundamental

$h = \dfrac{\omega}{\omega_1}$

$\omega_1 = 2\pi f_1$

$\omega \doteq 2\pi f$

f_1 = freqüência fundamental

f = freqüência sobreposta à fundamental

A resistência R_{rh} pode ser calculada para se obter na freqüência fundamental 40% da potência ativa total (P_1) e a reatância X_{rh} apenas o equivalente à potência reativa mínima necessária aos circuitos de iluminação.

– Carga de motores:

$$Z_m(\omega) = R_{mh} + j\,X_{mh} \qquad (21.6)$$

O valor de Z_m pode ser calculado para obter em conjunto com a resistência em série R_{mh}, uma potência $0{,}6\,P_1 + jQ_1$, sendo Q_1 praticamente a potência reativa total da carga.

Na representação da potência dos motores, considera-se que estes só consomem potência ativa à freqüência fundamental, assim, a resistência série é eliminada para $h > 1$.

A reatância do motor pode ser considerada com variação linear com a freqüência, ou seja, $X_{mh} = X_f \cdot h$.

Geradores e Reatores

Em geral, os geradores são representados por uma reatância (X_h) em série com uma resistência (R_h), e uma capacitância (C) em paralelo.

Para X_h, em geral, é usado o valor da resistência subtransitória direta, variando em forma diretamente proporcional com a freqüência. Para R_h é considerada a resistência inversa dos geradores, variando em proporção à raiz quadrada da ordem do harmônico ($R_h = R_f\sqrt{h}$). Para C é usada a metade da capacitância total entre uma fase da armadura e a terra.

No caso de reatores, a resistência é representada variando com a raiz quadrada da ordem do harmônico, $R_h = R_f\sqrt{h}$, e a reatância variando linearmente com a freqüência $X_h = X_f.h$.

Transformadores

Os modelos de transformadores podem ser representados considerando-se a forma exata das relações de transformação diferentes das nominais para transformadores de dois ou mais enrolamentos. O circuito de magnetização normalmente não é representado por não ser importante para freqüências harmônicas, já que é responsável pela inclusão de amortecimento. As reatâncias de dispersão são representadas variando em forma diretamente proporcional com a freqüência. As resistências séries são representadas, em geral, variando em proporção à raiz quadrada da ordem do harmônico.

Os transformadores também podem ser representados por expressões que estabeleçam a variação de sua resistência e reatância com a freqüência, de acordo com resultados de testes. Neste caso esses modelos já estariam intrinsecamente levando em consideração a influência de capacitâncias parasitas, corrente de magnetização, capacitância entre enrolamentos etc.

Capacitores

São geralmente considerados com capacitância pura, não se representando as perdas no dielétrico, logo a resistência interna dos capacitores deve ser nula.

Assim, a reatância capacitiva é representada variando inversamente com a freqüência ($X_h = X_f/h$).

2.3 Modelagem do Sistema

Formação da Matriz Ybus

A matriz Ybus de admitâncias, já bastante conhecida, tem agora a particularidade de representar as linhas por quadripolos de parametros distribuídos.

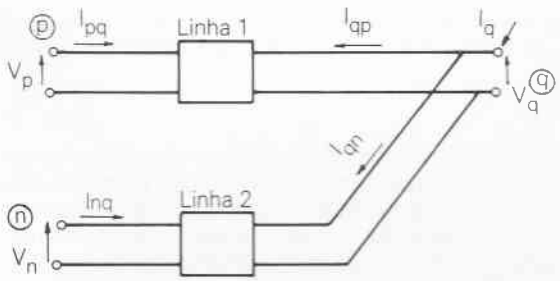


Figura 21.1 - Modelagem dos Sistema

A equação 21.4, quando escrita em forma de admitâncias, fica:

$$\begin{bmatrix} I_{pq} \\ I_{qp} \end{bmatrix} = \frac{1}{Z_0}\begin{bmatrix} \coth\lambda_{pq}\,l_{pq} & -\mathrm{cosech}\lambda_{pq}\,l_{pq} \\ -\mathrm{cosech}\,\lambda_{pq}l_{pq} & \coth\lambda_{pq}l_{pq} \end{bmatrix}\begin{bmatrix} V_p \\ V_q \end{bmatrix} \qquad (21.7)$$

Fazendo:

$$\frac{1}{Z_0}\coth\lambda_{pq}l_{pq} = F_{qp} = F_{pq} \qquad (21.8)$$

$$-\frac{1}{Z_0}\mathrm{cosech}\lambda_{pq}l_{pq} = G_{qp} = G_{qp} \qquad (21.9)$$

E para a Figura 21.1 acima tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_p \\ I_q \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{pq} & G_{pq} & 0 \\ G_{qp} & (F_{qp} + F_{qn}) & G_{qn} \\ 0 & G_{nq} & F_{nq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_p \\ V_q \\ V_n \end{bmatrix} \qquad (21.10)$$

Em forma compacta:

$I_{bus} = Y_{bus} \times V_{bus}$, onde I_{bus} é um vetor coluna contendo as correntes nas n barras do sistema e V_{bus} é o vetor tensão correspondente. A matriz Y_{bus} de dimensão $n \times n$ é composta de elementos formados por:

$$Y_{pp} = \sum_q F_{pq} \cdot \qquad (21.11)$$

$$Y_{pq} = G_{pq} \qquad (21.12)$$

Y_{pp} é a soma dos elementos que incidem na barra p e Y_{pq} é igual a zero quando não há conexão entre a barra p e q.

Conforme foi visto até agora, a matriz Y_{bus} só tem elementos com parâmetros distribuídos representativos das linhas de transmissão. Elementos como reatores "shunt", capacitores "shunt" ou série, transformadores, cargas etc., são incluídos de maneira convencional à matriz Y_{bus}. Deste modo deve-se montar a matriz Y_{bus}, para cada freqüência de interesse, incluindo-se todos os citados elementos.

2.4 Impedância Harmônica do Sistema

Pelo teorema de Thevenin, a impedância equivalente do sistema vista de uma determinada barra é a impedância medida entre esta barra e a terra quando todas as fontes são curto-circuitadas.

Portanto, de posse da matriz Y_{bus} obtém-se por inversão a matriz Z_{bus} e através da seleção do elemento Zii tem-se a impedância da barra i em função da freqüência. Também de posse da matriz Z_{bus} (ω) é possível se determinar o cálculo das tensões e correntes harmônicas, em qualquer barra ou linha dos sistema, a serem utilizados em diversos estudos.

2.5 Fator de Amplificação de Tensão

Com o objetivo de determinar as tensões harmônicas nos diversos barramentos do sistema, provocadas pela injeção de corrente harmônica em determinado nó, pode-se definir o fator de amplificação de tensão.

Assim, considerando-se a injeção de correntes harmônicas em uma barra denominada α, a tensão harmônica em qualquer nó da rede é igual ao produto da impedância de transferência entre ambos pela corrente harmônica injetada no nó α, logo:

$$V_\beta = Z_{\alpha\beta} \cdot I_\alpha \qquad (21.13)$$

$$V_\alpha = Z_{\alpha\alpha} \cdot I_\alpha$$

Portanto:

$$FAT = \frac{V_\beta}{V_\alpha} = \frac{Z_{\alpha\beta}}{Z_{\alpha\alpha}}$$

é o fator de amplificação (complexo) da tensão harmônica entre qualquer barramento da rede e o barramento do ponto de injeção de corrente harmônica.

3 Aplicações e Procedimentos de Análise

3.1 Aplicação de Z (ω) na energização de transformadores

A energização de um transformador pode provocar o aparecimento de elevadas correntes de "inrush" devido a sua não linearidade.

Durante o "inrush", as correntes circulantes no sistema elétrico, principalmente no transformador energizado, apresentam componentes de freqüência diferentes da industrial. Se a impedância da rede para algumas destas freqüências for elevada, aparecerão elevadas sobretensões em função da circulação destas correntes harmônicas, distorcendo por conseguinte a onda de tensão. Assim, a tensão resultante (tensão à freqüência fundamental + tensões harmônicas) pode apresentar valores excessivos para o isolamento dos equipamentos do sistema ou mesmo sensibilizar esquemas de proteção (por exemplo os relés de sobretensão), causando o desligamento de algumas áreas do sistema.

A fonte destes harmônicos é a indutância não-linear do transformador, o qual durante a manobra de energização pode ter sido levado a trabalhar na região de saturação, conseqüentemente propiciando o aparecimento de elevadas correntes.

Uma maneira de tentar se prever as tensões resultantes de uma manobra de energização de transformador é através do conhecimento da impedância da rede $(Z(\omega))$ para diversas freqüências. Assim, conhecendo-se o Z (ω) de rede para as várias configurações, pode-se detectar aquelas que apresentam condições propícias ao aparecimento de tensões elevadas.

A utilização do Z (ω) teria então o objetivo de reduzir a um número razoável de configurações a serem investigadas, dentre todas aquelas possíveis para a energização do transformador.

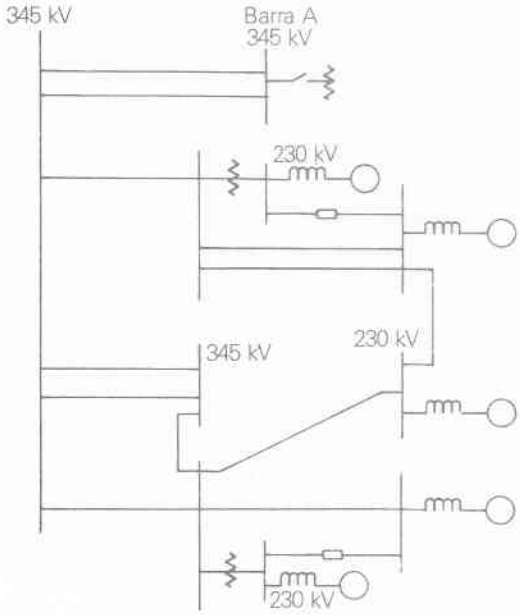
Uma vez conhecida a impedância da rede para diversas freqüências, o passo seguinte seria determinar o espectro harmônico da corrente de "inrush", a qual resulta da interação entre o transformador e a rede. Usualmente, as características do transformador (saturação) são as predominantes no desenvolvimento da corrente de "inrush", apresentando a rede elétrica um papel secundário na sua definição. Logo, pode-se assumir que a corrente de "inrush" não varia muito para as diversas configurações da rede, podendo então tomar-se uma corrente típica, resultante de uma determinada configuração, para obter-se o seu espectro harmônico.

Os casos mais preocupantes serão em regra geral aqueles que apresentam impedâncias elevadas para as freqüências onde a corrente harmônica também seja elevada. Uma análise mais simplista seria a de escolher os piores casos somente através das curvas impedância x freqüência onde então os casos a serem verificados seriam os que apresentassem picos de ressonância a freqüências próximas da fundamental, visto que a corrente de "inrush" normalmente só apresenta harmônicos significativos até da ordem do 7º.

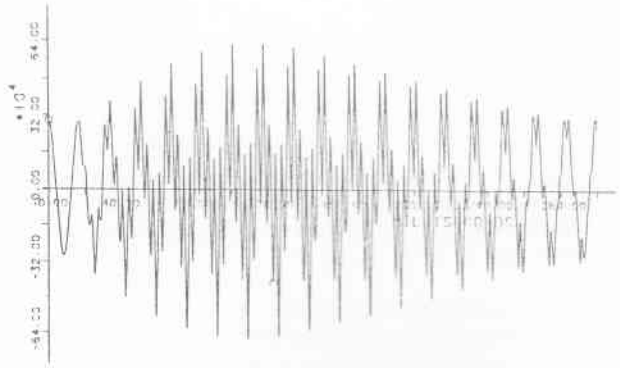
Este tipo de análise pode ser visualizado da Figura 21.2a que apresenta um sistema de 345 kV onde é feita a energização de um transformador na barra A. Esta configuração apresenta para a seqüência positiva o Z (ω) mostrado na Figura 21.3, visto a partir do ponto A. Verifica-se que ocorre uma ressonância paralela na rede bastante próxima do 5º harmônico (300 Hz) e o que é mais importante com uma amplitude da ordem de 10^4 ohm. Assim, mesmo que a componente de 5º harmônico da corrente de "inrush" não seja muito grande, poderá ser suficiente para provocar o aparecimento de uma sobretensão harmônica elevada.

Na Figura 21.2b mostra-se a pior sobretensão resultante para a energização deste transformador, obtida através de um estudo estatístico onde foi variado aleatoriamente o instante de fechamento na onda de tensão e a dispersão entre os pólos do disjuntor. A decomposição por análise de Fourier da corrente de "inrush" (Figura 21.2c) obtida para esta manobra apresenta os seguintes percentuais em relação à componente fundamental para os principais harmônicos:

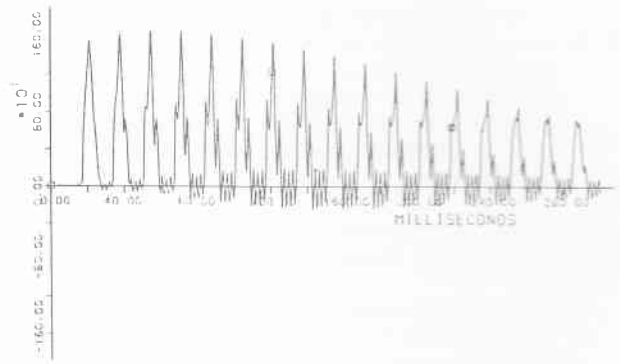
Harmônico	Percentual da componente fundamental
2º	35%
3º	9%
4º	19%
5º	37%
6º	28%
7º	17%



(a) Sistema representado



(b) Máxima sobretensão encontrada



(c) Corrente de "inrush" correspondente a esta sobretensão

Figura 21.2 - Exemplo de Energização de Transformador

Verifica-se que a corrente apresenta um forte conteúdo de 5.º harmônico (37%) o qual é um dos principais responsáveis pelas elevadas sobretensões resultantes para esta configuração, confirmando as previsões feitas a partir do Z(ω).

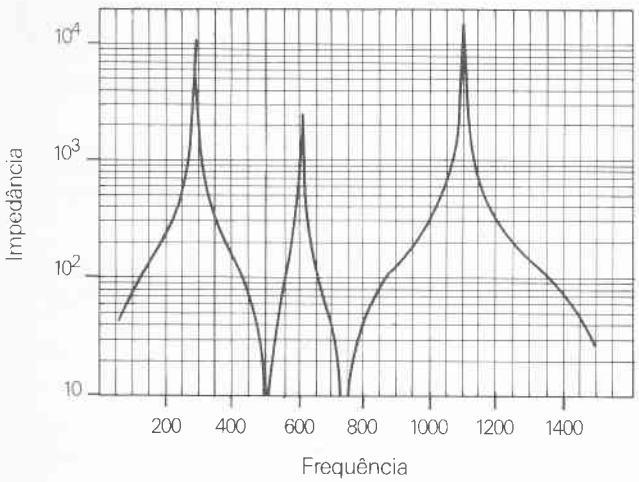


Figura 21.3 - Z (ω) visto da Barra A para o sistema da Figura 21.2(a)

Como foi dito anteriormente, alguns parâmetros do sistema elétrico influenciam o comportamento da impedância da rede, dentre os quais destacam-se os seguintes:

- Comparando-se casos com e sem bancos de capacitores, constata-se que casos com bancos de capacitores apresentam ressonâncias em freqüências mais baixas.

- A energização a partir de sistemas com maiores potências de curto-circuito não implica necessariamente em menores sobretensões, uma vez que estas configurações podem apresentar ressonâncias para algumas das correntes harmônicas geradas pelo transformador, o que poderia não ocorrer quando somente partes do sistema fossem consideradas.

Quanto à influência das características dos transformadores, destacam-se as seguintes:

- A presença do enrolamento terciário conectado em delta aumenta bastante a presença de harmônicos de seqüência zero nas correntes de "inrush".

- O efeito do fluxo residual é, nos casos onde o transformador é levado a operar na região de saturação, de aumentar as correntes harmônicas de baixa ordem (2ª e 3ª), reduzindo as demais.

Deve-se ressaltar que em determinados casos os picos de sobretensão ocorrem alguns ciclos após o transformador ter sido energizado, quando a corrente já apresenta decaimento. Isto é provocado por componentes harmônicos de tensão de média ordem (4ª a 8ª), que são excitadas por componentes de corrente de mesma freqüência, as quais apresentam crescimento considerável alguns ciclos após a energização do transformador.

3.2 Estudos de Z (ω) na Especificação de Filtros

A utilização de sistemas de transmissão em corrente contínua envolve o estudo dos efeitos das correntes harmônicas geradas pelas estações conversoras e injetadas nos sistemas de corrente alternada.

Em linhas gerais, o problema pode ser descrito da seguinte forma:

a. O processo de conversão gera harmônicos no lado CA, assim, um conversor pode ser considerado como uma fonte ideal de corrente no lado CA.

b. Esta fonte, conectada a seu respectivo sistema, produz a circulação de correntes e o surgimento de tensões nos harmônicos correspondentes.

Cálculo de Harmônicos

O cálculo de harmônicos constitui parte importante na determinação das necessidades de filtragem em esquemas de corrente contínua. Nestes esquemas são gerados harmônicos de corrente no lado CA devido ao processo de comutação. Diversos fatores influenciam no valor destes harmônicos, tais como: I_d (corrente na linha CC), Ud (tensão do sistema CC), α (ângulo de disparo-retificador), γ (ângulo de extinção-inversor), dx (reatância dos transformadores conversores), E (tensão de seqüência negativa da rede CA) etc.

De maneira geral, os harmônicos são classificados como característicos e não característicos. Os harmônicos característicos dependem, fundamentalmente, de parâmetros tais como aqueles citados acima, enquanto que os não característicos dependem dos desequilíbrios daqueles parâmetros, pois sem estes desequilíbrios pela simetria das ondas de corrente (lado CA), tais harmônicos não são gerados ou se cancelam na própria fonte. Nesta última condição enquadram-se os harmônicos 6n ± 1 (lado CA) e 6n (lado CC), quando n é impar, que se cancelam entre as pontes de 6 pulsos, componentes de um esquema de 12 pulsos.

Há, no entanto, uma dificuldade em calcular-se exatamente esta circulação de harmônicos, uma vez que se verificam assimetrias causadas por deformação na tensão de alimentação, erros nos ângulos de disparo, imprecisões no comportamento dos elementos da rede e impossibilidade de um conhecimento prévio sobre a

produção de harmônicos nos geradores, transformadores e retificadores industriais. Assim sendo, o estudo feito sobre a presença de harmônicos é percentual, orientado no sentido de não causar perturbações na rede ou nos circuitos telefônicos.

Efeito da Presença de Harmônicos no Sistema

As sobretensões e sobrecorrentes harmônicas são fontes de perdas. Em pontos afastados do conversor, exercem efeitos mais importantes sobre as baterias dos conversores estáticos e sobre os cabos de alta e média tensão.

Nos motores de indução, harmônicos na tensão de alimentação provocam uma redução na potência do motor. No caso de harmônicos de grande amplitude, há o surgimento de componentes parasitas que podem tornar difícil a partida do motor.

No conversor, os harmônicos podem gerar desvios na tensão de alimentação em relação à tensão fundamental, causando perturbações.

A presença de harmônicos pode ocasionar ainda outros efeitos: erros em aparelhos de medição, mau funcionamento de lâmpadas fluorescentes, aparelhos de proteção e telecomandos de freqüências audíveis nas redes de distribuição.

Também podem ocorrer perturbações em circuitos de telecomunicações, principalmente devido à indução eletromagnética originária do aparecimento de componentes de seqüência zero dos harmônicos de corrente. Já a indução elétrica devida às tensões harmônicas só causa perturbações em regiões onde a distância entre os circuitos de telecomunicação e a linha de alta tensão é de, apenas, algumas dezenas de metros.

Tendo em vista a necessidade de restringir-se esta circulação de harmônicos, utilizam-se, então, filtros. Os filtros harmônicos de corrente alternada atendem a dois objetivos:

a. Reduzir tensões e correntes harmônicas na rede CA a níveis admissíveis, já que proporcionam aos harmônicos um caminho de baixa impedância para terra.

b. Suprir totalmente, ou em parte, a potência reativa consumida pelo conversor. O restante desta é suprido por bancos de capacitores "shunt", por compensadores síncronos ou pela própria rede de corrente alternada.

Avaliação dos Níveis de Interferência

No lado CA os efeitos da circulação de harmônicos devem ser avaliados tanto pelo aspecto da interferência em circuitos próximos (telefônicos, controle etc.) causada pelo acoplamento magnético entre estes circuitos e o sistema de transmissão, como pela distorção na freqüência fundamental.

A eficácia dos filtros CA em limitar os harmônicos é normalmente expressa em termos dos seguintes parâmetros:

D - distorção (desvio) de tensão

TIF - fator de influência telefônica na barra CA da estação conversora.

IT - medida de corrente harmônica que flui para o sistema CA.

Parâmetro D:

O parâmetro D é definido da seguinte forma:

$$D = \sqrt{\sum_{n=2}^{n=m} \left(\frac{E_n}{E_{ph}}\right)^2} \times 100\% \qquad (21.14)$$

Onde:

E_n = valor rms da tensão fase-terra do harmônico n.

E_{ph} = valor rms da tensão fundamental fase-terra.

m = 50º harmônico

Parâmetro TIF

TIF indica a interferência que deve ocorrer nos circuitos telefônicos em função da forma de onda da corrente ou tensão nas linhas de transmissão, e é definido por:

$$TIF = \sqrt{\sum_{n=1}^{n=m} (TIF_n)^2} \qquad (21.15)$$

Onde:

$$TIF_n = \frac{E_n}{E_{ph}} \times F_n$$

E_n = valor rms da tensão fase-terra do harmônico n.

E_{ph} = valor rms da tensão fase-terra fundamental.

F_n = fator de peso para o harmônico n devidamente tabelado.

m = 50º harmônico

Parâmetro IT

Este parâmetro mede a corrente harmônica que flui para o circuito CA, levando em consideração o grau de interferência no caso de haver ressonância entre os filtros e o sistema CA, visto que a impedância da rede modifica-se para as várias freqüências harmônicas.

$$IT = \sqrt{\sum_{n=1}^{n=m} (IT_n)^2} \qquad (21.16)$$

Onde:

$IT_n = I_n \times F_n$

I_n = valor rms de corrente do harmônico n, que penetra no sistema CA.

F_n = fator de peso para o harmônico n - valores tabelados.

m = 50º harmônico

Efeito da Impedância da Rede e do Filtro

O conversor apresenta-se como uma fonte de corrente harmônica no lado CA da rede ou, mais precisamente, uma fonte harmônica de alta impedância. O efeito da impedância do filtro e da rede sobre a tensão harmônica (V_h) que aparece nos terminais do conversor e sobre a corrente harmônica (I_{hs}) que flui para a rede pode ser analisada através do circuito simplificado da Figura 21.4.

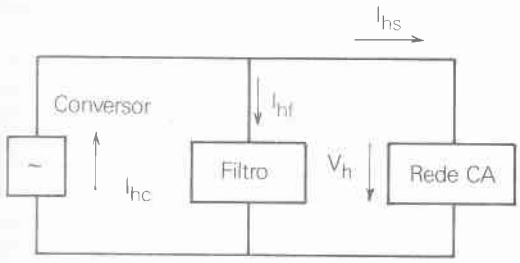


Figura 21.4 - Circuito para Cálculo de Correntes e Tensões Harmônicas no lado CA de um Conversor.

A corrente harmônica I_{hc} gerada pelo conversor é dividida entre o filtro e o sistema CA de forma inversamente proporcional às impedâncias que cada um destes caminhos apresenta. A tensão harmônica V_h depende da impedância destes dois ramos em paralelo e é dada por:

$$V_h = \frac{I_{hc}}{Y_{hf} + Y_{hs}} \qquad (21.17)$$

onde Y_{hs} representa a admitância do sistema visto da barra dos filtros para uma dada freqüência e Y_{hf} a admitância dos filtros.

À freqüência fundamental os filtros harmônicos são capacitivos, e cada ramo permanece capacitivo até sua freqüência de ressonância.

Por outro lado, o sistema CA é indutivo à freqüência fundamental, mas pode ser capacitivo e voltar a ser indutivo e seguir nesse ciclo à medida que a freqüência aumente. O sistema CA não é estritamente linear e não existem métodos simples de prever exatamente onde pode ocorrer ressonância entre a reatância capacitiva dos filtros e a reatância indutiva do sistema (ou vice-versa).

A ocorrência de ressonância a uma freqüência harmônica múltipla da fundamental ou próxima desta pode resultar em tensões harmônicas altas, caso o sistema ou os filtros CA tenham pequeno amortecimento.

A partir da expressão 21.17 observa-se que para minimizar a tensão V_h é necessário aumentar a admitância do filtro em paralelo com a rede CA. Todavia como a admitância Y_{hs} em função da freqüência pode apresentar uma gana muito grande de valores devido as diferentes configurações da rede e condições de carga, a determinação do valor V_h deve ser realizada de forma pessimista, ou seja, admitindo-se a máxima distorção possível.

Assim, para efeito de maximização dos parâmetros D e TIF que dependem das tensões harmônicas V_h, deseja-se minimizar a soma $Y_{hf} + Y_{hs}$. Como para cada configuração de rede e esquema de filtragem tem-se um valor diferente para esta soma, normalmente o que se faz é determinar um lugar geométrico que contenha as impedâncias próprias da barra onde estão localizados os filtros, sem considerar a sua participação, para todas as freqüências e configurações possíveis, A Figura 21.5 apresenta o resultado da pesquisa das impedâncias próprias para diversas freqüências harmônicas, $Z(\omega)$, para uma dada configuração de um sistema, enquanto a Figura 21.6 mostra o lugar geométrico representativo das diversas configurações.

Para uma particular configuração de filtro escolhe-se então, do lugar geométrico, a impedância da rede que maximize V. No plano Y, o lugar geométrico das impedâncias da rede (Figura 21.6) assume o aspecto mostrado na Figura 21.7. Como a tensão harmônica será máxima quando $Y_{hf} + Y_{hs}$ for mínimo, tem-se que para um dado filtro o menor valor do vetor $Y_{hf} + Y_{hs}$ é obtido a partir de uma perpendicular traçada à linha limite do L.G. a partir da origem, sendo então a admitância da rede,

Y_{hs}, que maximiza a tensão V_h, expressa pelo vetor AB. Qualquer outro ponto interno ao lugar geométrico que não seja o ponto B acarreta uma admitância total maior, implicando em que a tensão V_h não seja máxima.

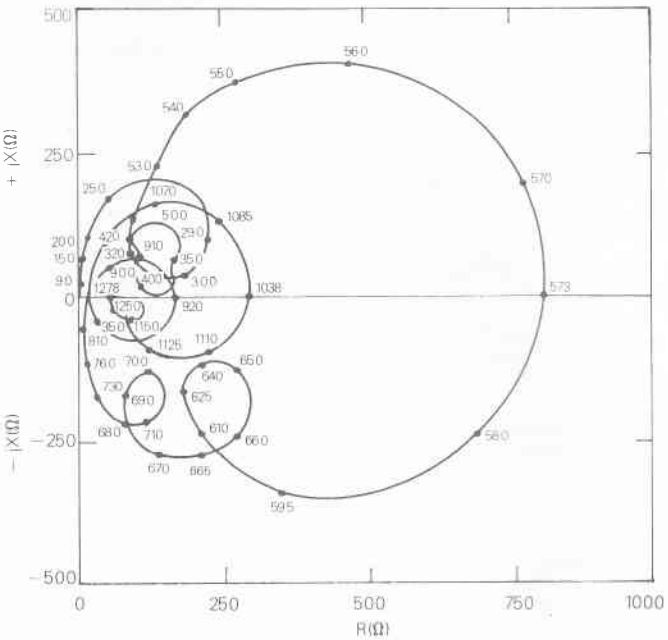


Figura 21.5 - Impedância Calculada para uma Rede de 220 kV - Carga Leve [4]

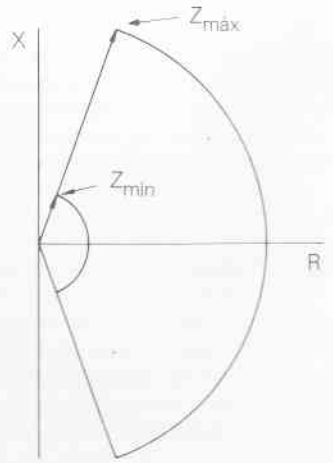


Figura 21.6 - Lugar Geométrico das Impedâncias de uma Rede.

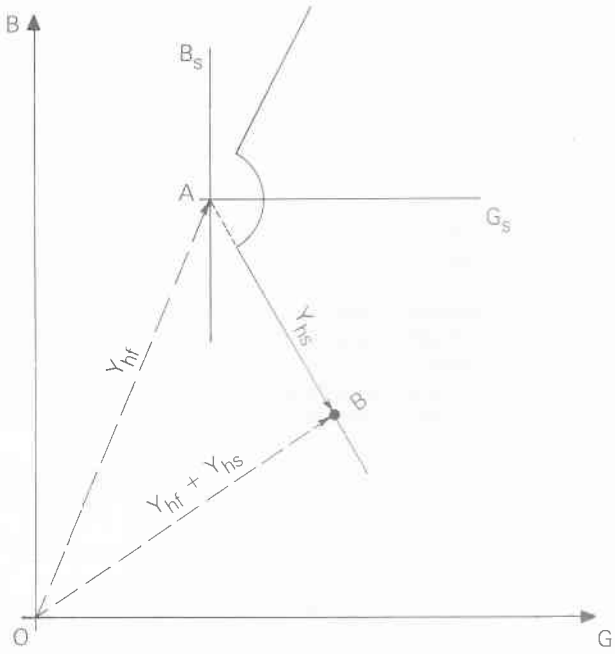


Figura 21.7 - Determinação da Admitância Mínima da Rede que Maximiza V_h para um Dado Filtro

3.3 Determinação de um Equivalente Transitório de Parte de um Sistema Elétrico

A energização de uma linha de transmissão a partir de uma barra que a liga a um sistema complexo, quando este último é extenso, pode ser realizada substituindo o sistema complexo por uma impedância equivalente e uma fonte em série.

Usualmente, quando se estão realizando estudos de sobretensões em parte de um sistema elétrico extenso e complexo, realiza-se a substituição de parte do referido sistema, que não está sendo estudado diretamente por equivalentes elétricos. Os métodos usuais que se empregam para este tipo de estudo são os programas digitais e o analisador de transitórios, onde se procura representar a rede em estudo com a acuidade desejada através de modelos matemáticos ou analógicos.

Observou-se que a energização de uma linha em vazio, conectada a um sistema equivalente, apresentava resultados diferentes dependendo do modelo representativo do sistema equivalente que se empregava.

Estudos comparativos mostraram que o emprego da impedância de curto-circuito calculada para a freqüência industrial, como equivalente substitutivo de parte de um sistema elétrico, não apresentava resultados corretos, principalmente quando a linha a ser energizada se conectava ao sistema substituído, diretamente, sem a interposição de um transformador.

Não só os valores máximos encontrados são diversos, mas também a forma de onda.

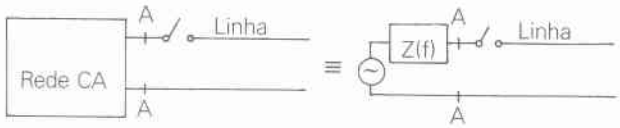
Assim, através do cálculo da impedância "vista de uma barra" de um sistema elétrico para uma faixa de freqüências pré-selecionadas, é possível estabelecer um equivalente em função da freqüência. No cômputo da impedância equivalente vista de uma barra, conforme já mencionado, os diversos componentes de um sistema elétrico são considerados em função da freqüência, ou seja, linhas de transmissão, reatores "shunt", transformadores, banco de capacitores "shunt", capacitores série, compensadores síncronos, compensadores estáticos controláveis, carga ou qualquer outro equipamento elétrico cuja impedância ou circuito equivalente possa ter sua variação com a freqüência representada.

A partir dos valores calculados da variação da impedância equivalente com a freqüência, é realizado o ajuste de uma função analítica representada por filtros em série ou em paralelo, conforme Figura 21.8, cuja resposta em freqüência seja a mais próxima possível da curva desejada.

O processo consiste em a partir da configuração a ser representada, ou seja, do conjunto de valores que caracterizam a função $Z(\omega)$, iniciar a sintetização digital. Tal processo visa gerar uma função analítica realizável fisicamente ou digitalmente através de elementos resistivos, indutivos e capacitivos, de tal modo que sua resposta em freqüência seja o mais próximo possível da função $Z(\omega)$ do sistema a ser representado.
Assim pode-se através de elementos passivos representar corretamente a impedância equivalente do sistema para uma faixa de freqüência pré-determinada. Este tipo de representação, em função da freqüência, assume importância maior na medida que não exista alta impedância (por ex-transformador) entre o sistema representado por equivalentes e a zona de estudos. A representação de parte de um sistema por um equivalente em função da freqüência implica em alterações dos fatores de refração e reflexão na barra fronteira de acordo com a composição harmônica das sobretensões geradas na rede em estudo, proporcionando assim o seu correto desenvolvimento.

Pelo processo descrito acima, é possível para um sistema trifásico simétrico, para o qual as impedâncias de seqüência positiva e negativa são supostas iguais, obter-se a impedância de seqüência positiva $Z_1(\omega)$ e de seqüência zero $Z_0(\omega)$ em função da freqüência.

Estas funções seriam calculadas para uma barra específica do sistema e, através da função analítica obtida, determinar-se-iam os coeficientes dos filtros que representariam as referidas impedâncias equivalentes para a faixa de freqüências selecionadas. O sistema de filtros poderia então ser combinado, por exemplo, de modo mostrado na Figura 21.8.



Aplicação do Teorema de Thevenin

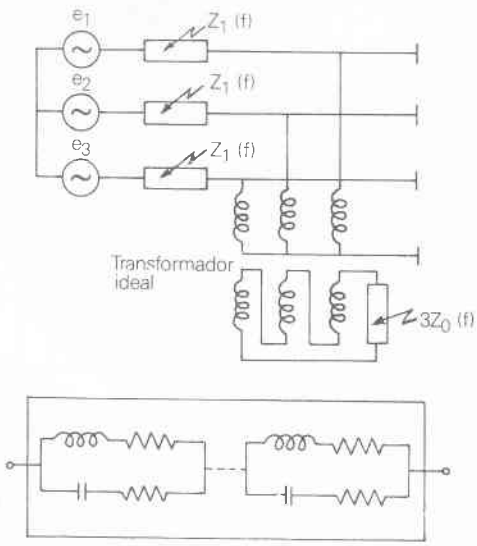


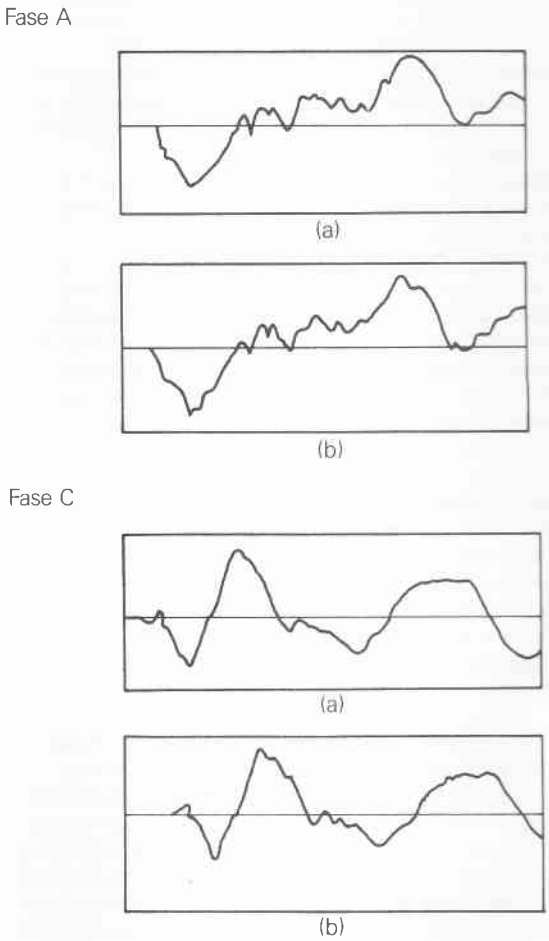
Figura 21.8 - Circuito Equivalente Trifásico Visto de Uma Barra. [2].

Esta cascata de filtros que representará a impedância do sistema para as seqüências positivas e zero poderá ser empregada tanto no analisador de transitórios (TNA) como também em programas digitais para cálculo de sobretensões. A viabilidade do uso desta técnica conjugada com as referidas ferramentas para cálculo das sobretensões só deverá ser indicada onde a representação correta do equivalente visto de uma barra tenha uma grande influência nos estudos que se estão realizando.

A realização física da cascata de filtros associada ao emprego com o TNA só será possível quando seus componentes forem valores de realização viável. Em alguns casos seria possível a realização de filtros ativos de construção mais difícil e elaborada.

A representação apenas analítica da cascata de filtros, sem limitações quanto aos valores dos parâmetros, só poderá ser empregada associada ao uso de programas digitais de cálculo de sobretensões, como por exemplo o programa EMTP.

A Figura 21.9 ilustra o caso de energização de uma linha utilizando o equivalente descrito.



(a) Rede CA representada na íntegra (linha com modelo π).
(b) Rede CA representada por 4 módulos de filtros em cascata.

Figura 21.9 - Sobretensão Devido a Energização [2]

3.4 Estudos de Z (ω) na Especificação de Compensadores Estáticos (SVS)

3.4.1 Objetivos

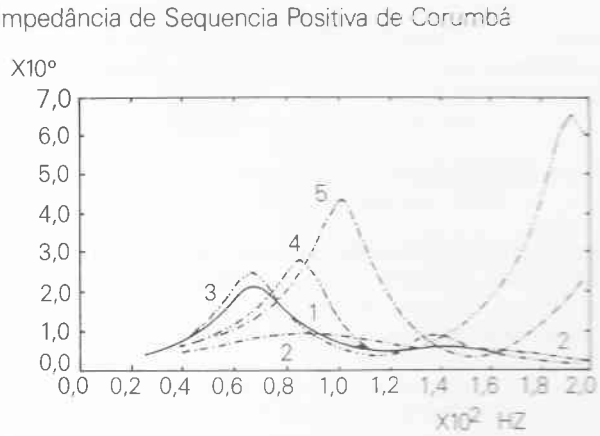
A necessidade de estudos de Z (ω) na especificação de compensadores estáticos visa os seguintes aspectos:

- Encontrar um bom entendimento da rede representada (vista da barra onde será instalado o compensador estático) e obter uma explicação de algum fenômeno especial.
- Detetar possíveis ressonâncias de baixa freqüência (até 120 Hz), as quais podem afetar o comportamento do controle do compensador estático (SVS) e conseqüentemente seu projeto. Além do mais, alguns tipos de sobretensões temporárias podem também ser previstos se a impedância da rede é conhecida.
- Prover informações para o projeto dos filtros do compensador estático.

Para se atingir estes objetivos de forma bastante completa, sugere-se que os seguintes parâmetros sejam variados na determinação do Z(ω):

- Número de linhas fora de serviço
- Cargas
- Capacitores "shunt"
- Reatores "shunt"
- Ponto de operação do compensador estático (número de capacitores-chaveados-a-tiristores em serviço).

A Figura 21.10 ilustra os resultados da análise citada acima para determinado sistema.



Testes 1 e 2 - com os capacitores "shunt" em serviço.

1 - carga em somente determinado barramento.
2 - todas as cargas em serviço.

Testes 3, 4 e 5 com todas as cargas fora de serviço.

3 - com todos os capacitores "shunt" em serviço.
4 - com capacitores "shunt" em apenas um barramento.
5 - com todos os capacitores "shunt" fora de serviço.

Figura 21.10 - Influência de Capacitores "Shunt" e Cargas na Impedância Harmônica de uma Rede [6]

3.4.2 Análise dos Resultados

Os principais resultados esperados dos testes mencionados acima visam estabelecer se:

- A impedância vista de determinada barra de interesse é ou não muito sensível à configuração da rede.
- O número de linhas, capacitores "shunt" (alta e baixa tensão, incluindo os capacitores do SVS) e/ou reatores "shunt" em serviço são os parâmetros de maior influência no cálculo do Z (ω).
- A introdução de reatores "shunt" indica um aumento da menor freqüência de ressonância.
- O ponto de operação do compesador estático é ou não sensível no cálculo do Z (ω).
- A representação das cargas em determinada faixa de freqüências afeta ou não a impedância harmônica da rede. Em caso afirmativo, devido às características desconhecidas das cargas versus freqüência é necessário um julgamento cuidadoso das curvas impedância × freqüência.
- No entanto na maioria dos casos, situações críticas são encontradas quando a maior parte das cargas são desconectadas da rede (situações de carga leve ou reenergização do sistema depois de uma falha). Isto torna a análise de um dado fenômeno, tal como instabilidade devido a ferro-ressonância, sobretensões sustentadas etc., menos dependente da representação da carga.

3.4.3. Comentários

- Se as curvas de impedância × freqüência forem usadas para o projeto de filtros, é importante tentar minimizar a variação do desempenho harmônico do compensador estático quando a impedância da rede é modificada.
- A impedância harmônica da rede pode ser considerada como uma sucessão de pólos e zeros produzidos por ressonâncias paralela e série.
- Ressonâncias em baixa freqüência (até 120 Hz) dependem grandemente do número total de capacitores em serviço. Assim, o efeito destas ressonâncias deve ser melhor avaliado em estudos de estabilidade, de respostas dinâmicas, de instabilidade harmônica, de sobretensões sustentadas etc.

Tensões e Correntes Harmônicas

Conforme já foi mencionado anteriormente, é possível através do conhecimento da matriz Z_{bus} (ω), determinar as tensões e correntes harmônicas em vários barramentos da rede a partir da injeção de corrente em determinado nó.

Deste modo, no caso de compensadores estáticos, os seguintes testes devem ser considerados, no sentido de:

- Determinar o desempenho harmônico geral do compensador estático sob determinadas condições da rede na faixa de operação normal do compensador.
- Detetar possíveis excessos na amplificação de harmônicos.
- Determinar a efetividade dos filtros

As tensões harmônicas devem ser determinadas para vários pontos de operação do compensador correspondente àqueles de máxima geração de harmônicos, por exemplo, o quinto e o sétimo harmônico. O número de capacitores-chaveados-a-tiristores e os filtros de baixa tensão também devem ser variados.

Este tipo de análise também vai indicar se determinado compensador pode ou não ser conectado a determinado sistema "fraco" sem introduzir muita distorção na tensão.

Cuidados especiais devem ser tomados no sentido de minimizar provável geração do 2.º e 3.º harmônico, os quais poderiam ser mais problemáticos do que os de ordem superior.

Por último a especificação de um círculo no diagrama R-X, onde todas as impedâncias possíveis da rede estão representadas, pode ser adequada para o projeto de filtros para compensadores estáticos de baixa potência, no entanto este procedimento pode não ser recomendado para compensadores de maior potência, uma vez que o projeto dos filtros pode ser grandemente afetado ou mesmo tornar-se inaceitável. É preferível, nestes casos, especificar as situações mais prováveis da rede tanto em operação normal quanto de emergência. Se durante a operação forem encontrados problemas, pode ser mais econômico instalar filtros para esta situação específica do que investir em filtros que atendam a especificação baseada na pior contingência.

3.5 Aplicação de Z (ω) em Estudos de Ressonância Subsincrona

Com o intuito de aumentar a capacidade de transmissão e conseqüentemente o limite de estabilidade transitória nos sistemas de potência, a utilização de compensação série nas linhas de transmissão tem sido bastante utilizada.

Entretanto, tal prática pode levar a problemas de ressonância subsíncrona quando ocorrem distúrbios no sistema de transmissão (curto-circuito, variação de carga,

flutuação de tensão, chaveamento de linhas etc.), uma vez que a inclusão dos capacitores série utilizados para cancelar a reatância indutiva dá origem ao aparecimento de correntes subsíncronas que podem ser altamente prejudiciais ao sistema e eventualmente causar danos apreciáveis ao eixo de determinados geradores.

Para analisar-se mais detalhadamente o efeito destas correntes subsíncronas pode-se, separá-las em componentes de seqüência zero, negativa e positiva:

- a componente de seqüência zero não produz qualquer onda de fluxo magnético no entreferro da máquima;
- a componente de seqüência negativa estabelece um campo girante no estator da máquina em sentido contrário ao sentido de rotação do rotor com uma freqüência supersíncrona que age como um freio no rotor, absorvendo energia e ajudando a amortecer esta componente de seqüência negativa; a máquina nestas condições opera como um motor de indução;
- a componente de seqüência positiva estabelece um campo girante no estator da máquina no mesmo sentido de rotação do rotor com uma freqüência subsíncrona, enquanto o rotor gira na freqüência síncrona. Neste caso, a máquina se comporta como um gerador de indução fornecendo energia ao sistema na freqüência subsíncrona. Esta componente de seqüência positiva pode ser ou não amortecida de acordo com a energia que a máquina entrega ao sistema.

Um gerador de indução é visto pelo sistema de trasmissão como uma resistência negativa. Se esta resistência negativa não for superada pela resistência positiva do sistema vista dos terminais da máquina, tem-se uma entrega de energia na freqüência subsíncrona superior à absorvida pelo sistema. Este é um caso, evidente de instabilidade.

Pode-se observar que o efeito do gerador de indução será mais acentuado quanto maior for o grau de compensação série nas linhas de transmissão, pois a freqüência natural de oscilação subsíncrona será bastante alta levando a um deslizamento menor e portanto a valores altos de resistência negativa do gerador de indução.

Estudos de Z (ω) são então efetuados com o objetivo de se determinar a reatância e a resistência do sistema elétrico, vista atrás do rotor do gerador, em função da freqüência. Caso exista uma freqüência subsíncrona para a qual a reatância seja zero ou de valor próximo de zero, e a resistência seja negativa, pode-se esperar oscilações subsíncronas automantidas.

A Figura 21.11 apresenta um exemplo da variação da resistência e reatância do sistema em função da freqüência vista atrás do rotor de um gerador, onde para as freqüências assinaladas podem-se esperar oscilações subsíncronas.

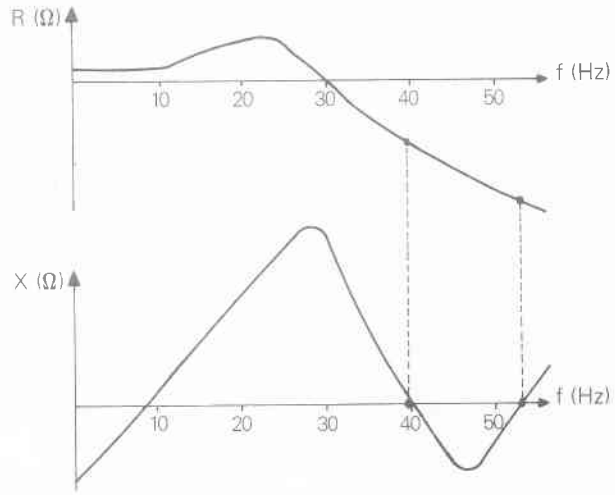


Figura 21.11 - Resistência e Reatância em Função da Freqüência vista atrás do Rotor de um Gerador

4 Bibliografia

[1] J.M.M. Neto, P.C.V. Esmeraldo - "Determinação de um Equivalente Transitório de Parte de um Sistema Elétrico" - V SNPTEE Recife - PE - Brasil - 1979.

[2] A. Clerici, L. Marzio - "Coordinated Use of TNA and Digital Computer for Switching Surge Studies: Transient Equivalent of a Complex Network" - IEEE - Vol. PAS-89 November/December 1970.

[3] HVDC - AC System Interaction from AC Harmonics - EPRI Research Project - September 1982.

[4] E.W. Kimbark - "Direct Current Transmission" - Wiley - Interscience, 1971.

[5] Dutt-Ross R.P. - "Análise de Sobretensões Ressonantes Devido a Energização de Transformadores em Sistemas Elétricos" - Tese de Mestrado - PUC - Rio de Janeiro, 1982.

[6] J. Belanger, L.E. N. Dias, S.A. Morais, S.O. Frontin - "Application of a Static VAR System on the FURNAS 138 kV Transmission Network in Brazil" - International Symposium on Controlled Reactive Compensation", Montreal, 1979.

[7] A.R.S. Soto, S.A. Morais et Alli - "Sistema de Transmissão de Itaipu CA/CC. Determinação dos Requisitos dos Filtros nas Estações Terminais CA" - VI SNPTEE, 1981, Brasil.

[8] Ludwig J. - "EMPT e Sua Utilização em Estudos de Ressonância Subsíncrona" - 1º Curso do EMTP - Furnas - Rio de Janeiro, 1982.

P. THOMASSET
UTE

Sumário

Introdução 3
Prefácio 5
Apresentação 7
Autores 9
Agradecimentos 11

Capítulo 1
Introdução aos Transitórios em Sistemas de Potência
Francisco M. Salgado Carvalho

1 Introdução 15

2 Noções Fundamentais 16

2.1 Parâmetros dos Circuitos 16
2.2 Formulação Matemática dos Transitórios 16
2.3 Características dos Circuitos Elétricos 17
2.4 Transformadas de Laplace 17
2.5 Princípio da Superposição 19

3 Ondas Trafegantes em Linhas de Transmissão 20

3.1 Princípios Básicos 20
3.2 Equações da Linha de Transmissão 21
3.3 Solução das Equações da Linha de Transmissão 23
3.4 Relação entre Tensão e Corrente 24
3.5 Terminações e Descontinuidades de Linhas de Transmissão 25

4 Diagramas de Treliças 27

5 Método das Características 29

6 Bibliografia 31

Capítulo 2
Estudo de Sobretensões-Objetivos e Conceitos Básicos
Roberto Vaisman

1 Introdução 35

2 Conceitos Básicos 35

2.1 Sobretensão Temporária 35
2.2 Sobretensão de Manobra 35
2.3 Sobretensão Atmosférica 36

3 Bibliografia 37

Capítulo 3
Sobretensões Temporárias
Roberto Vaisman
Sergio de Oliveira Frontin

1 Introdução 41

2 Faltas para Terra 41

3 Rejeição de Carga (Perda Súbita de Carga) 42

3.1 Introdução 42
3.2 Conceituação dos Fenômenos Envolvidos 42
3.3 Métodos de Estudo 45
3.4 Representação do Sistema Elétrico para Estudo de Rejeição de Carga 46

4 Efeito Ferranti 47

5 Ressonância e Ferro-Ressonância 48

6 Bibliografia 51

Capítulo 4
Sobretensões Atmosféricas
Cláudio dos Santos Fonseca

1 Introdução 55

2 As Descargas Atmosféricas 55

2.1 Natureza do Fenômeno 55
2.2 Propriedades da Descarga Atmosférica 57

3 Efeito das Descargas nos Sistemas de Potência 61

3.1 Propagação de Surtos 61
3.2 Descontinuidades 62
3.3 Atenuação e Distorção 62

4 Incidência de Descargas nas Linhas e Subestações 64

4.1 Queda Direta - Modelo Eletrogeométrico 64
4.2 Queda Indireta 66
4.3 Descargas Próximas à Linha 68

5 Bibliografia 68

Capítulo 5
Sobretensões de Manobra
Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Cláudio dos Santos Fonseca
Roberto Vaisman

1 Introdução 73

2 Energização e Religamento de Linhas 73

2.1 Energização de Linha 74
2.2 Religamento de Linha 75

3 Chaveamento de Capacitores e Reatores 80

3.1 Circuitos Capacitivos 80
3.2 Circuitos Indutivos 82

4 Aplicação e Eliminação de Falta 86

4.1 Análise dos Fenômenos 86

5 Rejeição de Carga 88

6 Energização de Transformadores 90

6.1 Sobretensões Ressonantes 92
6.2 Principais Aspectos Envolvidos na Energização de Transformadores 92

7 Outras Operações de Manobra 92

8 Tensão de Restabelecimento Através do Disjuntor 93

9 Resumo das Principais Manobras e Valores Típicos de Sobretensões 94

10 Bibliografia 94

Capítulo 6
Métodos de Determinação e Análise de Sobretensões
Paulo Cezar Vaz Esmeraldo

1 Introdução 105

2 Analisador Transitório de Redes (TNA) 105

3 Modelos Digitais 107

4 Comparação TNA Versus Programas Digitais 110

5 Aspectos Relevantes com Relação à Modelagem 111

5.1 Faixa de Freqüência dos Transitórios em Sistemas Elétricos 111
5.2 Simulação dos Elementos de Rede 111

6 Distribuição das Sobretensões 116

7 Principais Estudos 118

8 Bibliografia 119

Capítulo 7
Métodos de Controle das Sobretensões
Roberto Vaisman

1 Introdução 125

2 Inserção de Resistores 125

3 Pára-raios 127

4 Instante de Fechamento do Disjuntor 129

5 Modificação no Sistema 130

6 Bibliografia 132

Capítulo 8
Coordenação de Isolamento de Subestações
Princípios Básicos
Roberto Vaisman
Cláudio dos Santos Fonseca

1 Introdução 137

2 Conceitos Básicos 137

2.1 Coordenação de Isolamento 137
2.2 Solicitações Elétricas 137
2.3 Dispositivos de Proteção 137
2.4 Suportabilidade 137
2.5 Tensão Suportável Nominal a Freqüência Industrial de Curta Duração 138
2.6 Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra (Atmosférico) 138
2.7 Tensão Crítica de Descarga 138
2.8 Nível de Comportamento 138

3 Classificação da Isolação 139

4 Ensaios Dielétricos 139

4.1 Ensaios a Freqüência Industrial de Longa Duracão 140
4.2 Ensaios a Freqüência Industrial de Curta Duração 140
4.3 Ensaios de Impulso de Manobra e Atmosférico 140

5 Suportabilidade da Isolação 141

5.1 Isolação não Auto-Recuperante 141
5.2 Isolação Auto-Recuperante 142

6 Dispositivos de Proteção 144

6.1 Requisitos para um Dispositivo de Proteção Ideal 145
6.2 Proteção por Centelhadores 145
6.3 Proteção por Pára-raios 145

7 Bibliografia 147

P. THOMASSET
UTE

Capítulo 9
Métodos de Coordenação de Isolamento
Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Cláudio dos Santos Fonseca

1 Introdução 151

2 Método Convencional 151

2.1 Aplicação do Método Convencional à Subestação 152

3 Método Estatístico 153

4 Método Estatístico Simplificado 156

5 Consideração de N "GAPS" Auto-Recuperantes em Paralelo 159

6 Método Estatístico Aproximado 162

7 Método "Shot-by-shot" 163

8 Cálculo do Risco de Falha Fase-neutro e Fase-fase Através do Método "Shot-by-shot", Levando em Consideração a Amplitude e a Forma de Onda 163

9 Bibliografia 165

Capítulo 10
Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a Ar
Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Roberto Vaisman
Cláudio dos Santos Fonseca

1 Introdução 169

2 Isolamento a Impulso Atmosférico 169

2.1 Sobretensões Atmosféricas 169
2.2 Descrição da Metodologia 173

3 Isolamento a Impulso de Manobra 179

3.1 Isolação Não Auto-Recuperante 179
3.2 Isolação Auto-Recuperante 179
3.3 Isolamento Longitudinal do Disjuntor para Surtos Atmosféricos e Manobras 180

4 Isolamento a Freqüência Industrial 181

5 Espaçamentos em Ar 183

6 Aplicações de Coordenação de Isolamento em Subestações 187

6.1 Práticas de Coordenação de Isolamento 187
6.2 Aplicação de Pára-raios 187
6.3 Aplicação de Centelhadores 188
6.4 Procedimentos para Coordenação de Isolamento 188
6.5 Níveis de Isolamento 190
6.6 Exemplo de Aplicação do Método Convencional para Tensões de até 242 kV 190
6.7 Exemplo de Aplicação do Método Convencional para Tensões acima de 362 kV 193
6.8 Exemplo de Aplicação do Método Estatístico 194

7 Bibliografia 194

Capítulo 11
Coordenação de Isolamento de Subestações Isolada a SF_6
Francisco M. Salgado Carvalho

1 Introdução 199

2 Sobretensões Impostas a uma Subestação Isolada a SF_6 199

3 Princípio de Propagação de Sobretensões Atmosféricas num Barramento Isolado a SF_6 201

4 Características das Descargas Atmosféricas que Atingem as Linhas de Transmissão Ligadas às Subestações Isoladas a SF_6 203

4.1 Origem das Sobretensões Atmosféricas que Atingem uma Subestação Isolada a SF_6 203
4.2 Descargas Diretas 203
4.3 Descargas Indiretas 204

5 Características Nominais de Isolamento de Subestações Blindadas Isoladas a SF_6 204

5.1 Escolha dos Níveis de Isolamento 204

6 Métodos de Limitação de Sobretensões em uma Subestação Isolada a SF_6 205

6.1 Limitação das Sobretensões por Pára-raios Convencionais 205
6.2 Limitação das Sobretensões por Pára-raios de Óxido de Zinco 206
6.3 Limitação das Sobretensões por Centelhadores 206
6.4 Limitação das Sobretensões por Cabo Pára-raios e Aterramento das Linhas Conectadas à Subestação Isolada a SF_6 208

7 Dados Específicos e Fundamentais a Serem Utilizados nos Estudos de Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a SF_6 208

7.1 Barramento Isolado a SF_6 208
7.2 Elementos Dentro do Barramento Isolado a SF_6 210
7.3 Elementos Fora do Barramento Isolado a SF_6 211

8 **Parâmetros que Influenciam as Sobretensões de Origem Atmosférica numa Subestação a SF_6** 212

8.1 Localização dos Pára-raios 212
8.2 Comprimento das Ligações dos Pára-raios às Fases 213
8.3 Amplitude e Taxa de Crescimento das Ondas de Tensão que Incidem na Subestação 215
8.4 Divisor Capacitivo de Potencial Localizado na Entrada do Barramento Isolado a SF_6 215
8.5 Capacitância de Surto do Transformador de Potência 216
8.6 Tensão à Freqüência Industrial do Sistema, no Instante de Incidência da Descarga Atmosférica 217
8.7 Arranjo Físico da Subestação Isolada a SF_6 e Características das Linhas de Transmissão a ela Conectadas 218

9 **Regras Básicas Recomendáveis para a Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a SF_6** 218

9.1 Seleção dos Pára-raios 218
9.2 Localização do Pára-raios para Proteção de uma Subestação Isolada a SF_6 219
9.3 Método Probabilístico Baseado na Técnica de Simulação de Monte-Carlo - Análise do Risco de Falha 220

10 **Conclusões** 221

11 **Bibliografia** 222

Capítulo 12
Desempenho Elétrico de Linhas de Transmissão quanto à Tensão Máxima Operativa
Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Luiz Eduardo Nora Dias

1 **Introdução** 227

2 **Mecanismo de Descarga sob Contaminação** 227

3 **Métodos de Ensaio Utilizados em Laboratório** 227

3.1 Método da Névoa Salina 227
3.2 Métodos de Pré-depósito 228

4 **Comparação de Métodos de Ensaio** 228

5 **Avaliação da Severidade de Poluição no Campo** 228

5.1 Medição da Densidade de Sal Equivalente 229
5.2 Medição da Condutância Superficial 229
5.3 Contador de Picos 230
5.4 I_{max} ($I_{highest}$) 230

6 **Método Estatístico** 231

6.1 Curva de Tensão Disruptivas em Função do Depósito Equivalente de Sal 232
6.2 Cálculo do Número de Isoladores 234

7 **Desempenho sob Condições de Ventos Extremos** 238

7.1 Determinação do Vento Extremo Máximo 238
7.2 Determinação das Distâncias Mínimas Condutor-Estrutura 239

8 **Bibliografia** 241

Capítulo 13
Desempenho Elétrico de Linhas de Transmissão quanto a Descargas Atmosféricas
Marco Polo Pereira

1 **Introdução** 245

2 **Análise dos Principais Elementos Envolvidos no Estudo de Comportamento de Linhas de Transmissão a Descargas Atmosféricas** 245

2.1 Características das Descargas Atmosféricas 245
2.2 Quantidade de Raios que Incidem sobre uma Linha de Transmissão 246
2.3 Incidência de Raios ao Longo dos Vãos 246
2.4 Modelo Eletrogeométrico 246
2.5 Suportabilidade dos Isolamentos de uma Linha de Transmissão a Surtos Atmosféricos 247
2.6 Resistência de Pé-de-torre 250
2.7 Impedância de Surto das Torres 252
2.8 Tensão de Topo-de-torre 253
2.9 Solicitação ao Isolamento da Linha de Transmissão 255
2.10 Método de Monte Carlo 257

3 **Desempenho de Linhas de Transmissão para Incidências nos Cabos Condutores** 257

3.1 Blindagem Parcial de Linhas de Transmissão 257
3.2 Blindagem Efetiva de Linhas de Transmissão 258
3.3 Determinação do Número de Desligamentos por Incidência Direta nos Cabos Condutores 258

4 **Desempenho de Linhas de Transmissão para Incidência de Raios nos Pára-raios e nas Torres** 259

4.1 Incidência de Raios nas Torres de uma Linha de Transmissão 259
4.2 Incidência de Raios nos Cabos Pára-raios de uma Linha de Transmissão 261
4.3 Determinação do Número de Desligamentos por Incidência nas Torres e Pára-raios 261

5 **Bibliografia** 262

P. THOMASSET
UTE

Apêndice I Estudo de Falha de Blindagem de uma Linha de Transmissão de 500 kV 263

Apêndice II Cálculo do Ângulo de Proteção para Blindagem Efetiva 267

Capítulo 14
Desempenho Elétrico de Linhas de Transmissão quanto a Surtos de Manobra
Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

1 Introdução 275

2 Dados Meteorológicos 275

2.1 Introdução Teórica 275
2.2 Distribuição do Fator de Correção Atmosférico 277
2.3 Algumas Considerações sobre os Parâmetros Meteorológicos 281
2.4 Distribuição dos Ângulos de Balanço das Cadeias devido à Ação dos Ventos 281

3 Representação dos Surtos de Manobra 290

3.1 Sobretensões Fase-neutro 290
3.2 Sobretensões Fase-fase 290
3.3 Perfil de Sobretensões 293

4 Suportabilidade dos Isolamentos 294

4.1 Distribuição das Tensões de Descargas do Isolamento 294
4.2 Suportabilidade a Sobretensões de Manobra 295

5 Desempenho Elétrico do Isolamento Frente a Surtos de Manobra Cálculo do Risco de Falha Final 306

5.1 Como Considerar as Condições Meteorológicas 307
5.2 Como Considerar as Condições de Ângulos de Balanço 307

6 Conclusões 308

7 Bibliografia 309

Apêndice I Cálculo da Umidade Absoluta 311

Capítulo 15
Cálculo das Distâncias de Segurança para Manutenção em Linha Viva
Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

1 Introdução 315

2 Métodos e Serviços a Executar 315

2.1 Métodos 315
2.2 Serviços a Executar 316

3 Fatores a Serem Considerados 316

4 Método IEEE 317

5 Método Estatístico 318

5.1 Probabilidade de Falha 318
5.2 Probabilidade de Falha Composta da Torre em Manutenção em Presença das Torres Adjacentes com Dispositivos Curto-Circuitando Alguns Isoladores 320
5.3 Dispersão dos Instantes de Descarga 320
5.4 Cálculo das Tensões de Descarga 321

6 Investigação em Laboratórios de EAT 323

7 Escolha de Critério 323

8 Bibliografia 324

Apêndice I 325

Probabilidade de Falha da Torre em Manutenção em Paralelo com 2 torres Adjacentes com Isoladores Curto-circuitados

Capítulo 16
Surtos Transferidos
Roberto Vaisman

1 Introdução 329

2 Aspectos Gerais do Problema 329

2.1 Transferência Eletrostática 330
2.2 Transferência Eletromagnética 331

3 Considerações Gerais 332

3.1 Representação do Gerador 332
3.2 Representação de Reatores e Transformadores 33
3.3 Capacitor de Surto 332
3.4 Pára-raios 332
3.5 Conexões entre Equipamentos 333
3.6 Magnitude dos Surtos 333
3.7 Forma de Onda dos Surtos 333
3.8 Efeito da Freqüência Fundamental 334

4 Resultados Obtidos 334

5 Comparação de Metodologias 336

6 Bibliografia 337

Capítulo 17
Tensão de Restabelecimento Transitória de Disjuntores
Jorge Amon Filho

1 **Introdução** 341

1.1 Interrupção de Falta 341
1.2 Processo de Interrupção 341
1.3 Capacidade de Interrupção do Disjuntor 341

2 **Tensão de Restabelecimento Transitória - TRT** 341

2.1 Componente de Freqüência Natural 341
2.2 Componente de Freqüência Industrial 342
2.3 Parâmetros Importantes da TRT 342
2.4 Métodos para o Cálculo da TRT 342

3 **Parâmetros que Definem a Severidade da TRT** 343

3.1 Análise da Componente de Freqüência Industrial 343
3.2 Análise da Taxa de Crescimento Inicial da Tensão de Restabelecimento 350

4 **Freqüências Naturais de Oscilação da TRT** 353

4.1 Falta Terminal (ponto A) 353
4.2 Falta Quilométrica (ponto B) 357
4.3 Falta Terminal Alimentada por Transformador (ponto C) 359
4.4 Falta Quilométrica Alimentada por Transformador (ponto D) 360

5 **Cálculo da TRT** 361

5.1 Equação da Onda Incidente 363
5.2 Taxa de Crescimento Inicial da TRT 364
5.3 Equação da Onda Refratada 364

6 **Bibliografia** 366

Capítulo 18
Manobra de Bancos de Capacitores
Ary D'Ajuz

1 **Introdução** 371

2 **Estudos Normalmente Realizados** 371

3 **Análise Teórica** 371

3.1 Circuito RL Série 371
3.2 Circuito RLC Série 372
3.3 Curto-circuito em Alguns Pontos da Subestação 374
3.4 Energização de Bancos de Capacitores 375

4 **Modelagem do Sistema** 377

4.1 Representação do Sistema 377
4.2 Variação dos Parâmetros com a Freqüência 378
4.3 Representação dos Parâmetros Intrínsecos aos Bancos de Capacitores 378

5 **Resultados** 378

5.1 Estudos quanto à Corrente 378
5.2 Estudos quanto à Tensão 379

6 **Influência dos Transitórios nos Equipamentos Decorrentes da Instalação de Bancos de Capacitores** 380

6.1 Disjuntores 380
6.2 Seccionador 380
6.3 Transformadores de Corrente 380
6.4 Filtro de Ondas 380
6.5 Pára-raios 381

7 **Bibliografia** 383

Capítulo 19
Ressonância por Indução em Linhas Compensadas por Reatores em Derivação
Luiz Eduardo Nora Dias

1 **Introdução** 387

2 **Ressonância por Indução em Linhas que Utilizam Religamento Monopolar** 387

2.1 Generalidades 387
2.2 Análise Simplificada 387

3 **Ressonância por Indução em Linhas Paralelas** 390

3.1 Generalidades 390
3.2 Análise Simplificada 390

4 **Simulações Digitais** 394

4.1 Generalidades 394
4.2 Abertura de Apenas uma Fase 394
4.3 Simulações Referentes a Duas Linhas em Paralelo 397

5 **Bibliografia** 400

Capítulo 20
Tensões e Correntes Induzidas em Circuitos Paralelos de Linhas de Transmissão e seus Efeitos nas lâminas de Aterramento dos Seccionadores
Jorge Amon Filho

1 **Introdução** 405

P.THOMASSET
UTE

2 **Generalidades** 405

2.1 Redução dos Níveis de Tensões e Correntes Induzidas 405
2.2 Utilização de Dispositivos para Extinção do Arco 405

3 **Análise Matemática** 405

3.1 Abertura do Primeiro Terminal (Ponto A) 406
3.2 Abertura do Segundo Terminal (Ponto B) 407

4 **Exemplos** 407

5 **Especificação de Secionadores** 409

6 **Bibliografia** 409

Apêndice 409

Capítulo 21

Aplicação de Estudos de Z(ω) em Sistemas de Potência

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo
Cláudio dos Santos Fonseca

1 **Introdução** 413

2 **Cálculo da Impedância Harmônica do Sistema** 413

2.1 Método de Cálculo 413
2.2 Representação dos Elementos da Rede para o Cálculo do z (ω) 414
2.3 Modelagem do Sistema 415
2.4 Impedância Harmônica do Sistema 416
2.5 Fator de Amplificação de Tensão 416

3 **Aplicação e Procedimentos de Análise** 416

3.1 Aplicação de Z (ω) na Energização de Transformadores 416
3.2 Estudos de Z (ω) na Especificação de Filtros 418
3.3 Determinação de um Equivalente Transitório de Parte de um Sistema Elétrico 421
3.4 Estudos de Z (ω) na Especificação de Compensadores Estáticos (SVS) 423
3.5 Aplicação de Z (ω) em Estudos de Ressonância Subsíncrona 424

4 **Bibliografia** 425